

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись

« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Руководитель _____ доцент, к.т.н Н.Д. Булчаев
подпись, дата

Выпускник _____ М.С.Попова
подпись, дата

Консультанты:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись
« _____ » _____ 2017г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студентке Поповой Марии Сергеевне

Группа ЗНБ12-04.

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Оценка возможности применения метода водогазового воздействия на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Н.Д. Булчаев, заведующий кафедрой, доцент, к.т.н. ,
кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

- 1.Геология месторождения;
- 2.Характеристика текущего состояния разработки;
- 3.Метод водогазового воздействия;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

подпись

М.С. Попова

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка возможности применения метода водогазового воздействия на Ванкорском нефтегазовом месторождении» содержит 78 страницы текстового документа, 16 рисунков, 18 таблиц, 43 использованных источников.

Объектом исследования является текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения и рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

Целью работы является выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край).

Исходя из этого, были поставлены следующие задачи:

1. предоставить полную характеристику геологического строения месторождения;
2. проанализировать текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения;
3. провести обзор и дать оценку примененным методам увеличения нефтеотдачи;
4. сделать рекомендации по применению метода водогазового воздействия в условиях Ванкорского месторождения.

В процессе работы проводился анализ существующих методов увеличения нефтеотдачи, была дана их характеристика и применимость к условиям Ванкорского месторождения. По выделенным критериям применимости методов воздействия для геолого-физических параметров продуктивных пластов рекомендованы наиболее эффективные способы их реализации (в частности рекомендовано водогазовое воздействие).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Природно-климатические условия района и месторождения	7
1.3 Геолого-физическая и физико-гидродинамическая характеристика месторождения по пластам	8
1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов	19
1.5 Запасы углеводородов	22
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения	24
3 Метод водогазового воздействия	29
3.1 Методы увеличения нефтеотдачи и их применимость в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения.....	30
3.2 Метод водогазового воздействия (ВГВ)	40
3.3 Технологии водогазового воздействия	46
3.4 Оценка возможности применения водогазового воздействия на Ванкорском месторождении	52
4 Безопасность и экологичность.....	56
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	57
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	59
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	60
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	62
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	64
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	66
4.7 Экологичность проекта.....	68
Заключение	70
Список сокращений	71
Список использованных источников	73
Приложение А	78

ВВЕДЕНИЕ

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV и нефтяная залежь Нх-I. Ванкорское месторождение находится в третьей стадии разработки. За последние годы основными проблемами разработки Ванкорского месторождения становятся преждевременные прорывы воды и недостижение проектных показателей КИН. Одним из элементов достижения запланированного КИН является использование методов увеличения нефтеотдачи.

Основная цель данной дипломной работы оценка применимости и обоснование водогазового метода увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения. Исходя из этого, были поставлены следующие задачи: предоставить полную характеристику геологического строения месторождения, проанализировать текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, дать оценку примененным методам увеличения нефтеотдачи. Рассмотреть возможность применения водогазового метода.

В соответствии с целями и задачами была построена структура работы:

1 глава посвящена характеристике геологического строения месторождения;

2 глава посвящена анализу текущего состояния разработки Ванкорского месторождения;

3 глава описывает существующие методы увеличения нефтеотдачи, дает их характеристику и анализирует применимость водогазового метода к условиям Ванкорского месторождения.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков. Южная часть Ванкорского месторождения расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть расположена на территории Таймырского муниципального района.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км. Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. Основной объём грузов на месторождение может завозиться только зимой, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет.

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм. Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн. т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км.

Месторождение и трасса нефтепровода расположены в зоне многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Эксплуатационное бурение ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения В». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения В» 2013 года.

1.2 Природно-климатические условия района и месторождения

Климат района резко континентальный. Территория отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовая температура воздуха отрицательная – минус 10-11 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Абсолютные отметки рельефа, как правило, не превышают 50-100 м. Болота по большей степени мохово-травянистые. Территория района покрыта мхами и лишайниками, мелкими кустарниками, а по берегам рек и озер растут лиственницы и карликовые березы. Деловой древесины в районе нет.

1.3 Геолого-физическая и физико-гидродинамическая характеристика месторождения по пластам

Месторождение является многозалежным. На Государственном балансе на 01.01 2015 г. числятся газовая залежь - D-1-3, приуроченная к долганской свите, две газовые залежи - Y-1-1, Y-1-2, две нефтегазовых залежи - Y-1 и Y-2, одна нефтяная залежь Y-3, одна газонефтяная залежь Y-3-7 приуроченные к яковлевской. Две газонефтяные залежи - S-9 и N-1, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и одна N-3-4 – нефтегазоконденсатная залежь нижнехетской свиты.

Пласт D-1-3

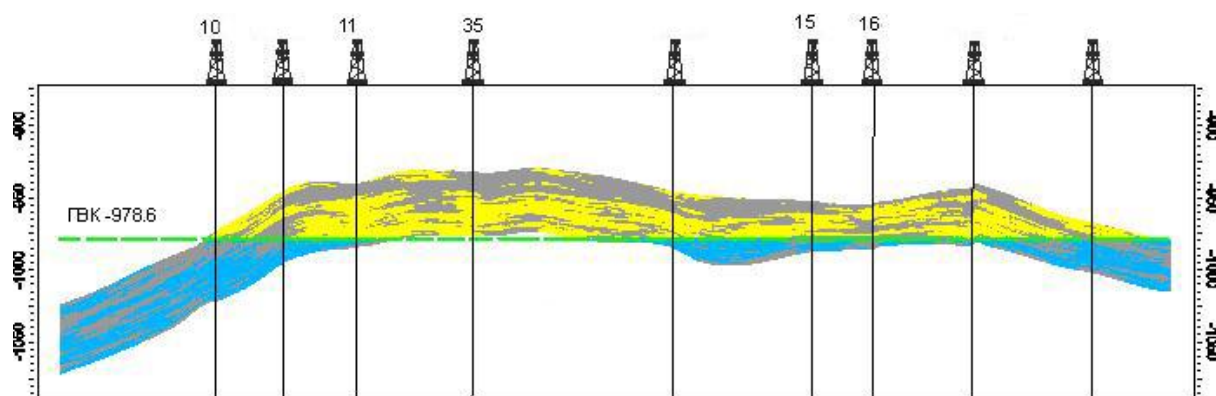


Рисунок 1.1 - Геологический разрез пласта D-1-3

Пласт был сформирован в условиях прибрежного подвижного бассейнового, мелководья песчаные тела имеют отчетливо трансгрессивную природу. Для них характерна глинизация по латерали.

Залежь газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке – 978,6 м. Размеры залежи 29,5*11,6 км, площадь газоносности составляет 230,7 км², высота 60,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 3,1 м до 38,5 м, составляя в среднем по залежи 12 м. Пласты характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, обусловленной условиями осадконакопления. Коэффициент песчанистости в среднем 0,6,

изменяется от 0,19 до 1. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 5,73, микронеоднородности 0,25 (рисунок 1.1).

Подожвенная вода подстилает залежь на 92 процента. Внутренний ГВК только в южной части пласта.

Значения ФЕС характеризуется довольно большим разбросом в интервале продуктивного пласта D-1-3. Пористость изменяется от 20,8 до 36,4%, при среднем значении для коллектора 29,9%. Проницаемость изменяется в диапазоне от 0,14 до $4648,8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коэффициент остаточной водонасыщенности в интервале продуктивного пласта-коллектора принимает значения от 10,7 до 84,7%, при среднем значении 36,3%. (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Основные петрофизические свойства пласта-коллектора D-1-3

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Проницаемость, мД	29.9	20.8	36.4	249
Объёмная плотность, г/см ³	224.4	0.14	4648.8	204
Минералогическая плотность, г/см ³	2.16	2.03	2.32	238
Карбонатность, %	2.66	2.61	2.76	238
Остаточная водонасыщенность, %	3.43	0.1	12.8	58
	36.3	10.7	84.7	53

Группа пластов Y-1-7

Продуктивные горизонты яковлевской свиты представлены песчаными и песчано-алевритистыми разностями осадочных пород. Песчаники слабосцементированы, цемент чаще глинистый, с миллиметровыми прослоями слюдисто-глинистого материала. Покрышкой продуктивных пластов служат аргиллитоподобные глины и углистые тонкоплитчатые аргиллиты.

Процесс формирования яковлевского продуктивного горизонта (пласты Y-1-7) проходил в континентальных условиях осадкообразования и представлен аллювиальным комплексом.

Пласт Y-1

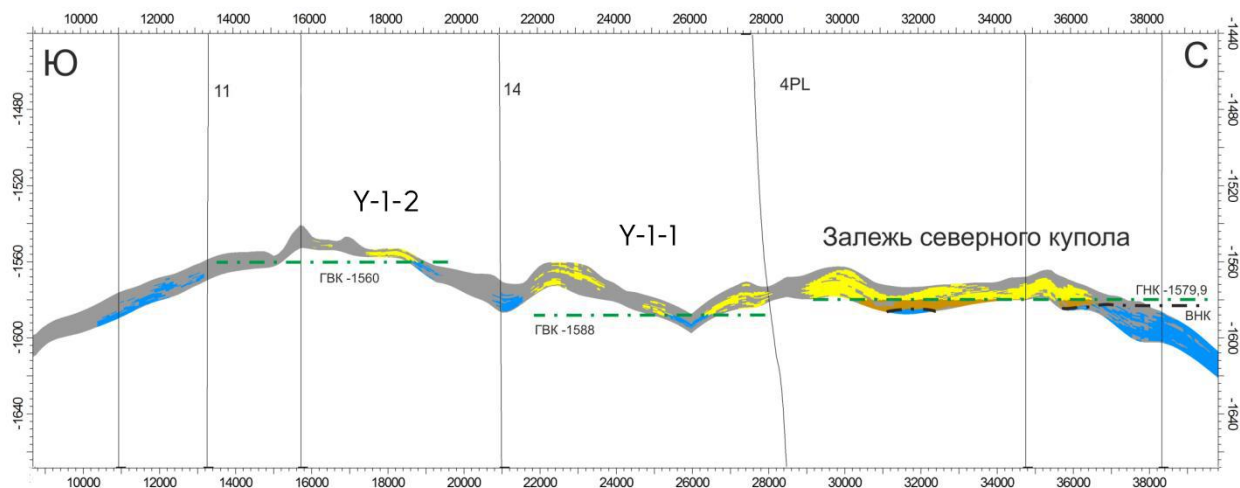


Рисунок 1.2 - Геологический разрез пласта Y-1

Общая толщина пласта изменяется от 2,8 м до 25,8 м. Эффективная толщина пласта-коллектора от 0,2 м до 17,7 м. Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,77 и изменяется – от 0,19 до 1 (39% скважин). Расчлененность пласта в среднем 2,13, микронеоднородность 0,4 (таблица 1.2).

Залежь северного купола пласта Y-1 нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная, ГНК на а.о. -1579.9 м, подтвержден данными испытаний MDT. Нефтяная оторочка в северном куполе была выявлена и поставлена на баланс в 2011 году. ВНК варьируется от -1581 м до -1589 м.

Залежи южного купола пласта Y-1 газовые, пластовые, сводовые, литологически экранированные, ГVK приняты на а.о. -1588. Для залежи Y-1-1 и -1560. Для залежи Y-1-2 (рисунок 1.2).

Таблица 1.2 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора Y-1

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	27.4	22.6	30.8	35
Проницаемость, мД	236	11.6	4258.9	45
Объёмная плотность, г/см ³	2.18	2.11	2.28	35
Минералогическая плотность, г/см ³	2.63	2.59	2.67	44
Карбонатность, %	1.74	0.1	3.18	10
Остаточная водонасыщенность, %	25.07	7.1	45.9	17

Пласт Y-2

Эффективная толщина пласта-коллектора изменяется от 0,3 м до 9,5 м. Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,81 и изменяется – от 0,25 до 1 (50% скважин). Расчлененность пласта в среднем 1,77, микронеоднородность 0,56 (таблица 1.3).

Залежь пласта Y-2 нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная, площадью 73 км². ГНК принят а.о. -1600 м. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621.1 м до -1635.6. Нефтяная оторочка в южном куполе была выявлена и поставлена на баланс в 2011 году (рисунок 1.3)

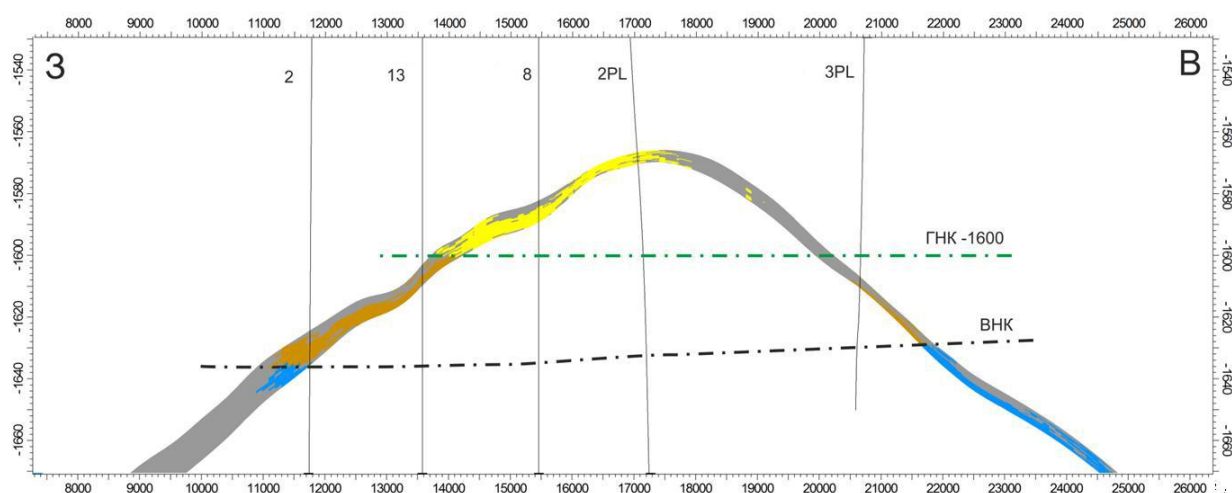


Рисунок 1.3 – Геологический разрез пласта Y-2

Таблица 1.3 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора Y-2

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	22.5	20.1	30.7	13
Проницаемость, мД	14.6	1.95	1142.1	13
Объёмная плотность, г/см ³	2.25	2.13	2.31	9
Минералогическая плотность, г/см ³	2.63	2.61	2.65	9
Карбонатность, %	0.25	0.2	0.29	2
Остаточная водонасыщенность, %	40.32	17.2	56.47	6

Пласт Y-3-7

Залежь пластов Y-3-7 газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке –1600 м. ГНК северного купола – на абсолютной отметке – 1616 м. Поверхность ВНК построена с использованием данных по 228 скважинам, абсолютная отметка варьируется от -1657.5 до -1631.8 м. (данные за 2014 год) (рисунок 1.4)

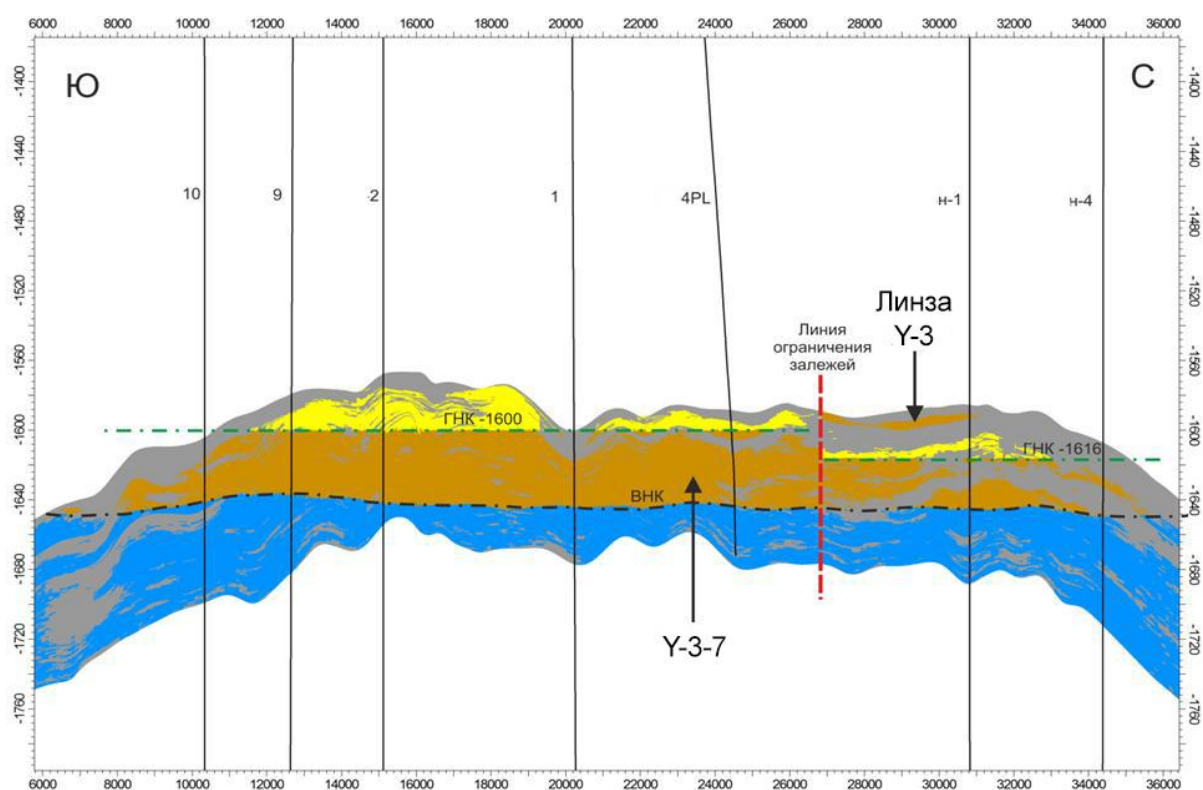


Рисунок 1.4 – Геологический разрез пласта Y-3-7

Размер залежи 29x11,5 км, её площадь составляет 248,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 39,8 м, составляя в среднем по залежи 17,7 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи составляет 6,9 м. (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора Y-3-7

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	27.5	16.9	34.2	1066
Проницаемость, мД	259.2	1.9	3594.4	1041
Объёмная плотность, г/см ³	2.18	2.04	2.38	890
Минералогическая плотность, г/см ³	2.64	2.45	2.72	882
Карбонатность, %	2.07	0.09	14.85	184
Остаточная водонасыщенность, %	24.1	5.9	59.7	267

Пласт S-9

Продуктивный пласт S-9 сформирован в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, под действием приливно-отливных процессов.

Предположительно северная и южная часть разделены консидемантационным нарушением, которое экранирует северный купол. Залежь пластагазонефтяная, массивная, сводовая, подстилается подошвенной водой по всей площади залежи. Залежь контролируется северным куполом месторождения, размеры залежи составляют 5,8х4 км, ее площадь составляет 20,3 км². Газовая шапка выделена по результатам опробования скважин пластоиспытателем MDT и на а.о. -2363 м и -2368 м получен приток газа (рисунок 1.5).

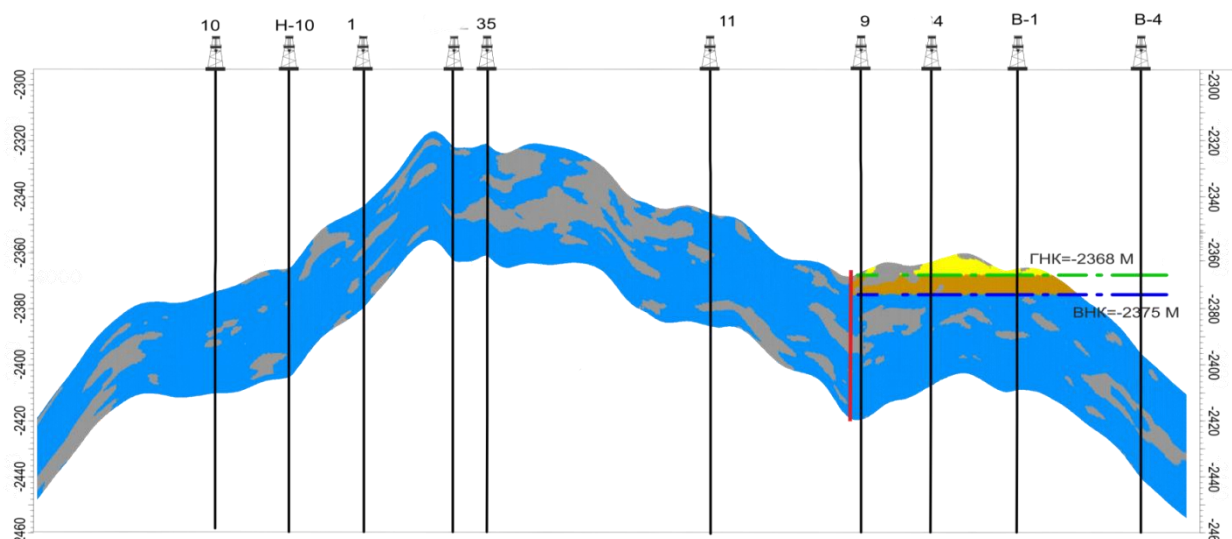


Рисунок 1.5 – Геологический разрез пласта S-9

В среднем общая и эффективная мощность пласта северного купола 42,9/33,9 (общ. мощ./эфф. мощ.), эффективная толщина изменяется от 19,9 м до 44,5 м, расчлененность пласта в среднем 7, микронеоднородность 0,19. Песчанистость северного купола изменяется от 0,53 до 0,97 и в среднем составляет 0,79.

На южном куполе месторождения средняя толщина пласта – 34/26,9 (общ. мощ./эфф. мощ.), эффективная мощность изменяется от 7,2 до 48,3 м. Южный купол структуры полностью водонасыщен.

Расчлененность пласта в среднем 4 (от 2 пропластков в 8 скважинах до 9 в скважине 131), микронеоднородность 0,15. Песчанистость пласта в среднем 0,79 и изменяется от 0,33 до 0,97 (таблица 1.5).

Таблица 1.5 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора S-9

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	23	17.6	29.2	215
Проницаемость, мД	164.5	0.9	1800.8	214
Объёмная плотность, г/см ³	2.27	2.15	2.39	214
Минералогическая плотность, г/см ³	2.65	2.62	2.69	214
Карбонатность, %	3.04	0.39	4.8	26
Остаточная водонасыщенность, %	26.03	11.6	52	87

Пласт N-1

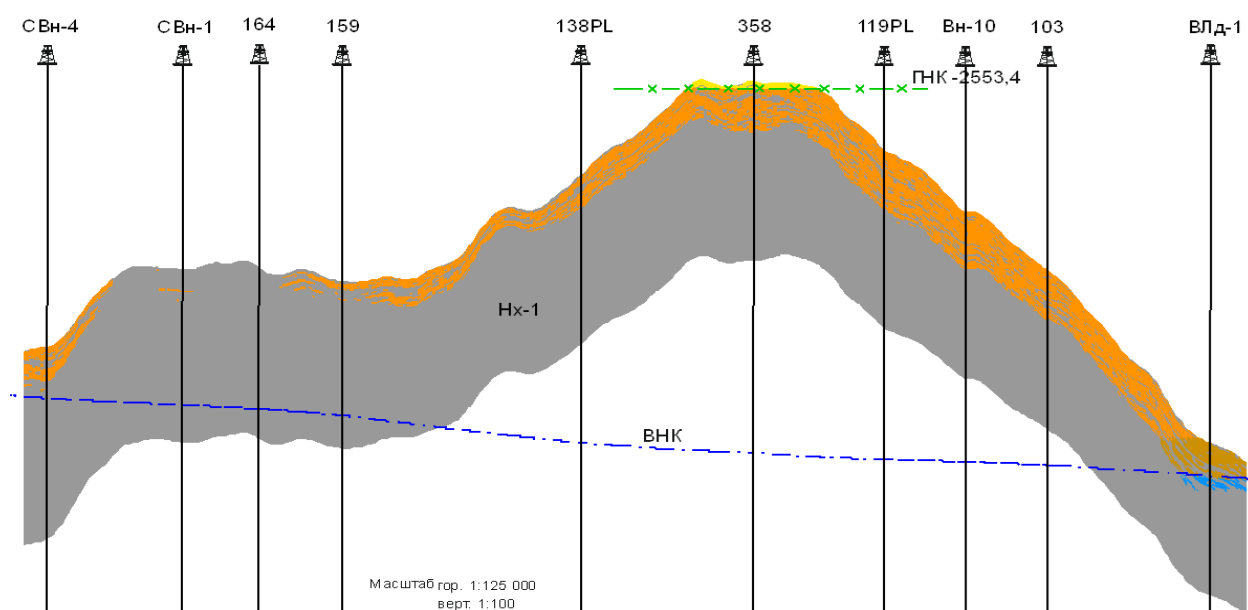


Рисунок 1.6 – Геологический разрез пласта N-1

Залежь пласта N-1 газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК меняется от а.о. -2646,9 до -2672,5 м. Доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2646,6 м и -2666м (рисунок 1.6). В восточной части залежи, в районе скважины, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5х8,9-

13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 0,7 до 18,5 м, составляя в среднем по залежи 7,5 м.

Также выделяется небольшая газовая шапка, ГНК на а.о. -2553.4 м, Коэффициент песчанистости пласта-коллектора в среднем 0,76, изменяется от 0,40 до 1. Коэффициент расчлененности пласта в среднем 3,64, микронеоднородности 0,45 (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора N-1

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	19.1	16	23.7	372
Проницаемость, мД	4.2	0.02	1732.4	385
Объёмная плотность, г/см ³	2.35	2.2	2.45	305
Минералогическая плотность, г/см ³	2.68	2.6	2.75	317
Карбонатность, %	3.95	0.09	21.04	83
Остаточная водонасыщенность, %	44.5	11.8	90.7	208

Пласт N-3-4

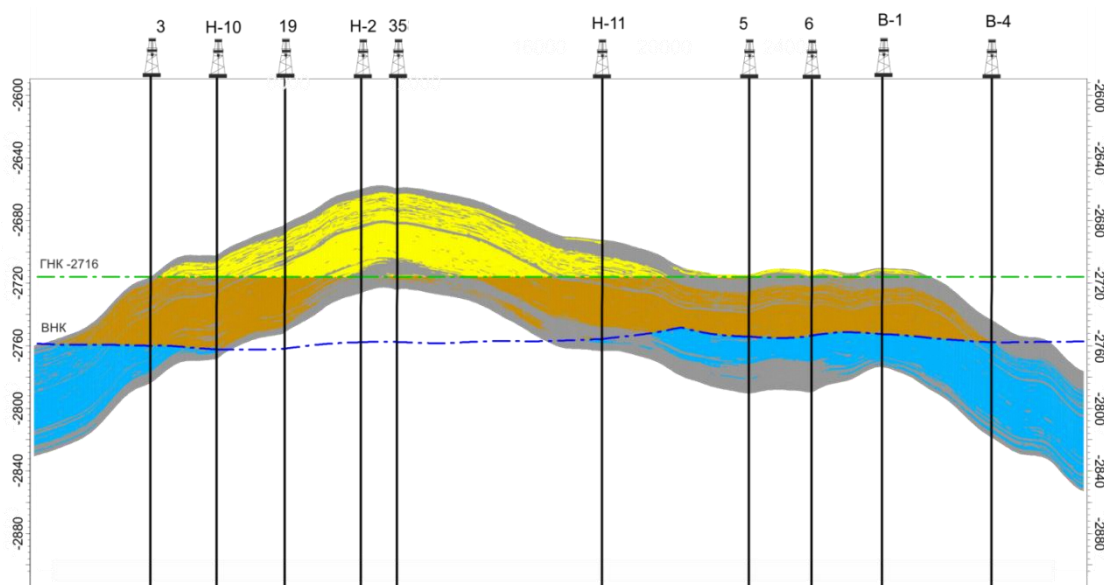


Рисунок 1.7 - Геологический разрез пласта N-3-4

Залежь N-3-4 нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной отметке -2716 м. Положение ВНК изменяется от $-2747,1$ м до $-2766,8$ м, доказанный опробованием уровень нефтенасыщения $-2761,1$ м (рисунок 1.7). Размеры залежи $30 \times 11,5$ км, её площадь составляет $287,3 \text{ км}^2$, высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от $1,2$ м до $39,7$ м, составляя в среднем по залежи $17,5$ м. Эффективная газонасыщенная толщина - от $0,7$ м до $42,6$ м, и составляет в среднем по залежи $14,5$ м. Средняя песчанистость - $0,75$, от $0,57$ до $0,93$. Коэффициент расчлененности пласта в среднем $12,3$, микронеоднородности $0,28$.

Пласты N-4 и N-3 разделены непроницаемой перемычкой. Локально данная перемычка имеет разрывы.

Зона газового контакта перекрывает 36% площади залежи. Подошвенная вода подстилает залежь на 81% (по северной части повсеместно). В кровле N-4 залегают песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами (суперколлектор); толщина «суперколлектора» на севере залежи - $8-12$ м, на

основном куполе - 4-6 м; на севере «суперколлектор» имеет более расчлененное строение.

Открытая пористость коллекторов меняется от 15,2 до 25,3%, проницаемость – от 0,003 до $1993 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Открытая пористость отложений «суперколлектора» пласта-коллектора N-4 меняется в пределах 15,3-25 %; проницаемость – $1,68-2416 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Открытая пористость пород покрышки изменяется от 0,5 до 15 %, проницаемость – от 0,001 до $3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Основные петрофизические свойства пласта-коллектора N-3-4

Параметр	Среднее	Минимум	Максимум	Кол-во определений
Пористость, %	19.9	15.2	30.2	1348
Проницаемость, мД	25.9	0.04	2695.5	1436
Объёмная плотность, г/см ³	2.33	2.13	2.44	1036
Минералогическая плотность, г/см ³	2.67	2.59	2.74	1078
Карбонатность, %	2.93	0.08	19.2	329
Остаточная водонасыщенность, %	35.5	0.94	90.5	619

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Ванкорском месторождении проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения.

Пласт У-І

Состав и свойства пластовой нефти представлены 2 глубинными пробами нефти. Для определения состава и свойств глубинной нефти проведено однократное и дифференциальное разгазирование.

Нефть после сепарации битуминозная, плотность в среднем равна $0,912 \text{ г/см}^3$, высоковязкая, динамическая вязкость при 20°C в среднем составляет – $190 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в нефтях составляет $0,195 \%$, что отнести нефть пласта У-І к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно $0,42 \%$.

Начальное пластовое давление на ГНК составляет $15,7 \text{ МПа}$. 2 глубинные пробы, отобранные с нефтяной оторочки пласта У-І, имеют давление насыщения ниже $15,7 \text{ МПа}$ (давления насыщения по пробам составило $12,9\text{--}13,0 \text{ МПа}$, в среднем – $12,95 \text{ МПа}$).

Пласт У-3-4

Свойства пластовой нефти охарактеризованы на примере 44 глубинных проб. Состав и свойства сепарированной нефти исследованы на примере 56 проб. Нефть битуминозная, плотность в среднем равна $0,906 \text{ г/см}^3$, высоковязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет – $105,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в нефтях составляет $0,2 \%$, что относит нефть к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно $0,92 \%$. Температура плавления парафина в среднем составила $+56,3^\circ\text{C}$.

Начальное пластовое давление на ГНК составляло $15,9 \text{ МПа}$. Значение начального пластового давления подтверждены по результатам замеров ХРТ/МДТ.

Пласт S-9

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 5 пробами нефти. Нефть средняя, плотность в среднем равна $0,862 \text{ г/см}^3$, с повышенной вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет $20,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в нефтях составляет $0,08 \%$, по количеству серы нефти относятся к типу малосернистых. По количеству парафинов классифицируются как парафинистые, его содержание равно $2,26 \%$. Температура плавления парафина составляет $+50 \text{ }^\circ\text{C}$. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до $200 \text{ }^\circ\text{C}$, составляет $11,5 \%$, до 300°C – $33,2 \%$. Температура начала кипения нефти составляет $+100 \text{ }^\circ\text{C}$. Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно $3,14 \%$. Концентрация асфальтенов составляет $0,06 \%$. Температура застывания нефти равна $-33,8^\circ\text{C}$.

Пласт N-1

Согласно результатам анализа 33 проб нефти в стандартных условиях (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть средняя, плотность в среднем равна $0,842 \text{ г/см}^3$, с повышенной вязкостью, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет $21,94 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в нефтях составляет $0,13 \%$, что относит нефть пласта N-1 по количеству серы к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно $4,42 \%$. Температура плавления парафина составила $+57,8^\circ\text{C}$.

Пласт N-3-4

Свойства нефти в стандартных условиях охарактеризованы 66 пробами (сумма устьевых проб нефти и проб сепарированных нефтей после разгазирования глубинных проб). Нефть легкая, плотность в среднем равна $0,847 \text{ г/см}^3$, маловязкая, динамическая вязкость в стандартных условиях в среднем составляет $9,68 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Содержание серы в нефтях составляет $0,11 \%$, по количеству серы нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как парафинистые, его содержание равно $3,89 \%$. Температура плавления парафина составляет $+57,3 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 1.8 – Средневзвешенные по объему параметры пластовой нефти.

Пласт	Абсолютная глубина, м	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Объемный коэффициент	Плотность газонасыщенной нефти в пластовых условиях, кг/м^3	Плотность сепарированной нефти, кг/м^3	Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$
N-1	2624	17,7	125,9	1,26	722	828,8	1,27
N-3-4	2740	21,27	147,19	1,331	722	843	0,98
Y-1	-	12,95	45,8	1,081	870	911,6	21,9
Y-3-4	-	13,3	50,01	1,098	854	907,2	13,52
S-9	2368	19,04	82,63	1,17	782	861,3	2,41

1.5 Запасы углеводородов

Суммарные начальные геологические запасы нефти по Ванкорскому месторождению по категориям BC_1C_2 составляют 1112,193 млн. т, в том числе категории BC_1 – 1091,940 млн. т (доля запасов категории BC_1 составляет $98,2 \%$).

Суммарные запасы свободного газа по категориям C_1C_2 составляют 55,557 млрд. м^3 , в том числе категории C_1 – 54,762 млрд. м^3 (доля запасов категории C_1 составляет $98,6 \%$) (таблица 1.9).

Суммарные начальные геологические запасы растворенного газа по Ванкорскому месторождению по категориям BC_1C_2 составляют 123,146 млрд.м³, в том числе категории BC_1 – 121,895 млрд.м³ (таблица 1.10).

Суммарные запасы газа газовых шапок по категориям C_1C_2 составляют 66,489 млрд. м³, в том числе категории C_1 – 63,030 млрд. м³ (доля запасов категории C_1 составляет 94,8 %).

Суммарные геологические и извлекаемые запасы конденсата по категориям C_1 составляют 8,204/5,808 млн. тонн.

Таблица 1.9 – Компонентный состав запасов свободного газа по пластам

Компонент (%) Пласт	Метан	Этан	Пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	Гексан+ высшие УВ	Азот	Углекислота	Ркрит, МПа	Ткрит, К	$\rho_{г.}$ кг/м ³	$\rho_{отн}$
D-1-3	91,46	0,11	0,01	0,003	0,006	0,002	0,002	0,006	7,38	0,28	4,49	184,9	0,708	0,588
Y-1	98,7	0,9	0,01	0,003	0,006	0,002	0,002	0,3	0,3	0,008	4,6	191,7	0,678	0,563
Y-2	98,85	0,83	0,012	0,023	0,003	0,01	0,001	0,046	0,21	0,01	4,6	191,6	0,676	0,562
Y-3-4	95,3	0,224	0,006	0,016	0,003	0,008	0,002	0,096	3,745	0,569	4,57	189,3	-	-
S-9	98,7	0,7	0,02	0,061	0,004	0,016	0,001	0,2	0,2	0,036	4,6	192,2	0,685	0,568
N-1	93,334	1,31	1,406	0,544	0,916	0,432	0,413	0,85	0,77	0,008	4,56	202,34	0,77	0,639
N-3-4	90,3	2,7	2	0,98	1,16	0,53	0,35	0,72	0,96	0,3	4,57	203,9	0,777	0,645

Таблица 1.10– Компонентный состав запасов растворенного газа по пластам.

Компонент (%) Пласт	Метан	Этан	Пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	Гексан+ высшие УВ	Азот	Гелий	Углекис лый газ	Углекис лота	$\rho_{г.}$ кг/м ³	$\rho_{отн}$
D-1-3	88	0,031	0,1	0,05	0,08	0,04	0,001	0,025	1,05	-	-	10,6	-	-
Y-1	98,71	0,943	0,006	0,035	0,0015	-	-	-	0,14	0,004	0,06	-	0,679	0,564
Y-3-7	95,9	1,86	0,187	0,159	0,084	-	-	-	0,698	0,002	0,754	-	0,707	0,587
S-9	96,6	1,8	0,113	0,384	0,02	0,064	0,007	0,97	0,09	-	-	0,037	0,721	0,599
N-1	85,01	2,8	3,2	1,6	2,2	-	-	-	0,8	-	0,7	-	0,77	0,639
N-3-4	85,9	3,45	2,7	1,98	1,7	-	-	-	0,25	0,004	0,62	-	0,89	0,739

2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

В проектном документе выделено восемь эксплуатационных объектов: два нефтяных: S-9 и N-1, газонефтяной Y-3-7, нефтегазоконденсатный N-3-4, два газовых: D-1-3 и Y-1 (газовая шапка), две нефтегазовых залежи Y-2 и Y-1 (нефтегазовая залежь).

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Y-3-7, N-1, N-3-4, S-9 и D-1-3.

Согласно ДТСР 2013 года установлены следующие системы размещения скважин для разрабатываемых залежей:

- объект S-9 – радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м;

- объект N-1 – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м;

- объект Y-3-7 – блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части залежи уплотненная до 700 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения;

- объект N-3-4 – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи.

- объект D-1-3 – избирательная схема размещения скважин с длиной ствола 300 м.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении в фонде

нефтяных скважин находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

Из 385 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты приходится: 241 скважина на объект Y-3-7, 91 скважина на N-3-4, 51 скважина – на N-1.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих (68 – Y-3-7, 34 – N-3-4, 26 – N-1), наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины приходящиеся на пласт – D-1-3, из них 21 действующая, 1 наблюдательная. Также на этом пласте размещены 76 водозаборных скважин. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 12.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т (18,6 % от начальных извлекаемых запасов), жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³. Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.081.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 104 723 тыс.м³. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 42,8 %.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м³, газа газовых шапок – 4 773 млн.м³(таблица 2.1).

Из общего объема добытой за 2014 год нефти – 11.7 % (2507.6 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 88.3 % (19008 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 2244.7 тыс. т нефти (таблица 2.2).

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при

обводненности продукции – 47%).

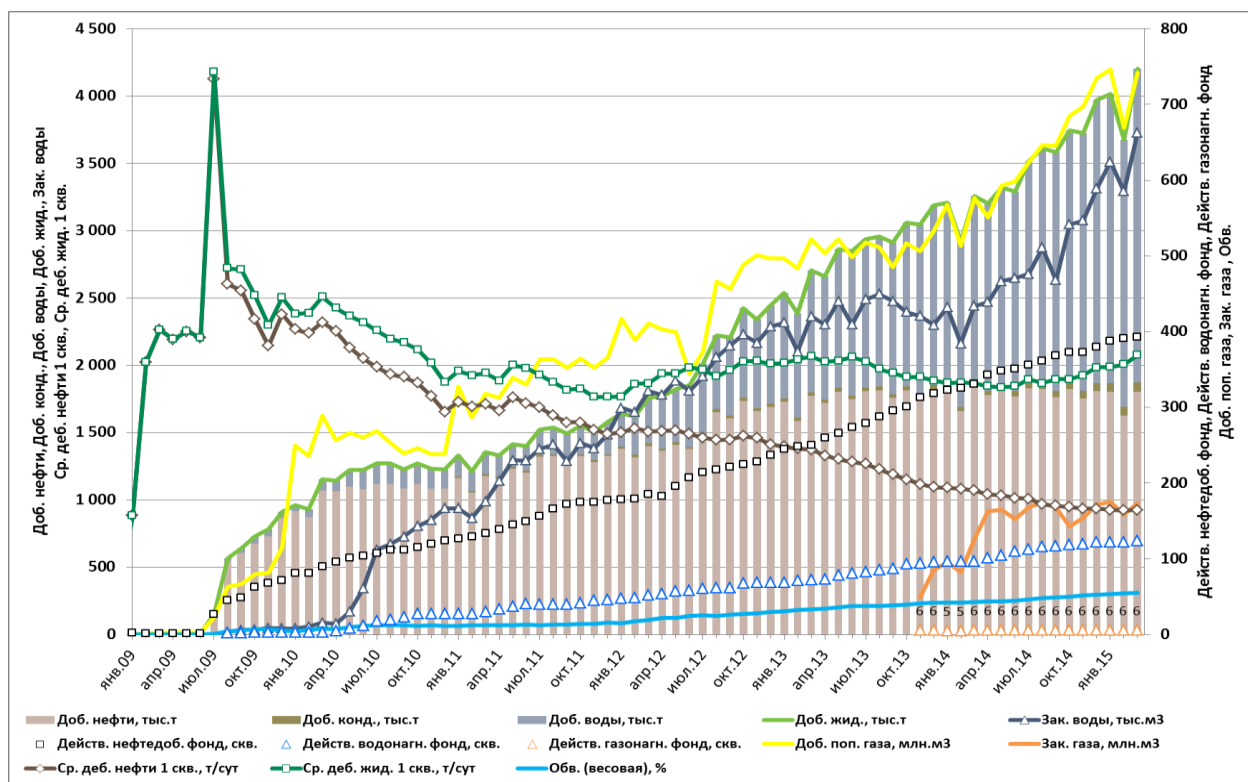


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей разработки месторождения

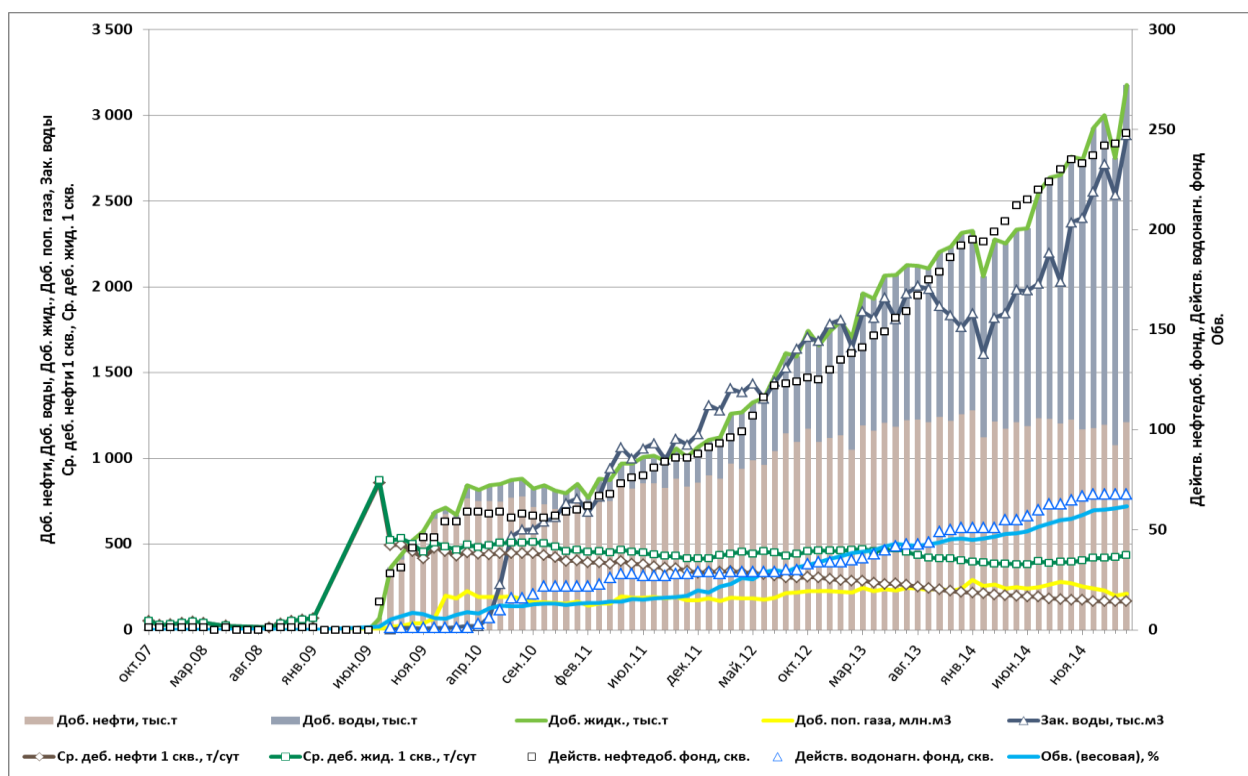


Рисунок 2.2 – Динамика основных показателей разработки объекта Y-3-7

Таблица 2.1 – Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи нефти Ванкорского месторождения за 2010 - 2014 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2010 г.		2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т	13505	12700	14529.0	14855.6	17602.0	18073.2	21137.0	21127.0	21686.0	21516.5
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	10813	7615	11278.0	11459.5	14968.0	15486.9	17724.0	18152.8	17683.0	18900.1
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	2692	5085	3250.0	3396.1	2634	2586.3	3413	2974	4003	2592.4
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	12411	6631	10593.0	10026.8	12758.0	13112.5	15457.0	16534.4	15736.0	19008.9
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.	31	72	67	72	82	77	94	102	85	85
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.	31	48	67	57	81	61	94	99	84	83
7	в том числе из разведочного бурения	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	в том числе переводом из других категорий	шт.	0		0	0	0	0	0	0	0	1
9	в том числе переводом с других объектов	шт.	0		0	0	1	0	0	0	1	1
10	Ввод боковых стволов	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут	526.0	371.0	260.8	267.4	211	212.5	189	179	234.0	164.2
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни	165	190	186	176	152	158	250	163	241	188
13	Средняя глубина новой скважины	м	3700	4500	4200	4200	3900	3900	3506	3506	3555	3555
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м	195	313.0	282.0	239	320	238	330	347	302	295
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м	116	305.0	265.0	239	314	238	330	347	302	295
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м	78	17	17		6		0		0	
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	347	350	350	278	350	274	329	268	329	285
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	3388.0	3640.0	8352.0	7416.3	6116	5272.4	5375	4387.8	4472	5207.8
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	0.0	0.0	8012.0	7614.9	11278.0	11459.5	15487.0	15486.9	17724.0	18152.8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	3388.0	3640.0	16364.0	15031.2	17395.0	16731.8	20862.0	19874.7	22196.0	23360.6
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	10812.7	7614.9	11278.0	11459.5	14968.0	15486.9	17724.0	18152.8	17683.0	18900.1
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	7424.7	3974.9	-5085.0	-3571.7	-2427.0	-1244.9	-3138.0	-1721.9	-4513.0	-4460.5
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	68.7	52.2	-31.0	-23.8	-14.0	-7.4	-15.0	-8.7	-20.0	-19.1
24	Мощность новых скважин	тыс.т	5658.0	9039.0	6116.0	7026.0	6046	5972.3	5838	6672.7	6546	5093.1
25	Выбытие добывающих скважин	шт.	0	16	27	19	37	17	24	20	23	16
26	в том числе под закачку	шт.	0	16	27	18	36	16	24	20	23	16
27	Фонд добывающих скважин на конец года	шт.	95	128	165	177	210	237	326	319	372	385
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.	0	29	21	37	12	42	43	45	39	45
29	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	95	124	157	177	200	237	310	318	372	380
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.	27	54		53		6	3	16	7	99
31	Фонд механизированных скважин	шт.	81	63	117	122	150	178	101	275	110	360
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.	22	25	32	18	38	23	33	34	29	26
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	59	28	60	48	98	71	110	102	131	128
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	59	28	57	46	94	69	102	102	131	128
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	459	396	297.0	331.7	303.0	342.4	315.0	350.0	355.0	331.1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	434	400	306.1	348.8	318.5	362.08	272.0	377.84	304.0	348.7
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут	565	390	265.1	279.8	223.5	249.4	257.0	215.6	395.0	211.66
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	417	356	260.3	288.4	253.7	259.09	195.0	218.84	165.0	174.4
40	в том числе переходящих	т/сут	392	347	260.2	295.3	261.6	268.94	163.0	227.06	135.0	175.8
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м³/сут	1479	1106	693.0	1140.3	915.0	1125.6	599.0	1009.3	687.0	848.39
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	9	10	12.3	13.1	16.3	24.3	38.0	37.5	54.0	47.3
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	10	13	15.0	15.3	17.9	25.7	40.0	39.9	56.0	49.6
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%	7	5	1.6	4.4	5.7	14.8	26.0	16.9	41.0	22.4
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	14864.6	14127.0	16573.0	17088.6	21018.0	23886.6	34239.0	33784.8	46716.0	40851.2
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	11974.6	6911.4	13269.0	13535.0	18224.0	20850.8	29507.0	30206.8	39911.0	37484.3
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	2890.0	3489.6	3304.0	3553.7	2794	3035.8	4635.0	3578	6745	3342.5
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	13728.7	7535.7	12027.0	12026.6	15155.0	18533.4	1291.0	28699.6	1372.0	38141.9
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	18471	17990	34563	35079	55581	58965.1	93560.0	92750	140241	133601
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	16893	16351	30880	31207	48482	49280	70418	70407	92105	91924
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0.017	0.016	0.028	0.096	0.044	0.151	0.062	0.213	0.081	0.278
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	4	4	6.4	23.6	10.1	37.1	14.0	52.3	19.0	68.2
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	3	3	3.0	11.2	3.7	13.6	4.0	15.7	4.0	16.0
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	3	3	3.1	12.5	3.9	16.2	5.0	20.2	5.0	22.1
55	Закачка рабочего агента	тыс.м³	20726	5404	14556	14889	22187	23428	29809	28426	38273	32396
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м³	23866	5584	20140	20473	42327	43901	73710	72328	111983	104724
57	Компенсация отбора текущая	%	0	38	40.0	95.1	81.0	97.2	52.0	82.3	66.0	70.8
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	0	0	29.0	27.0	49.0	139.1	43.0	161.4	52.0	192.1
59	Добыча растворенного газа	млн.м³	1994.9	1382.6	1698.0	1808.6	2033.0	2191.3	2404.0	2481.9	2484.0	2657.5
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м³	2485.9	1779.4	3477.0	3587.9	5510.0	5779.3	8183.0	8261.2	10667.0	10918.7
61	Использование растворенного газа	млн.м³	287	59	45.6	40.8	1186.9	56.6	1754.9	182.8	2360.0	5015.0
62	Использование растворенного газа	%	13	2	1	1	22	1	71	3	95	64

Что касается динамики основных показателей разработки как месторождения в целом (рисунок 2.1), так и пласта У-3-7 (рисунок 2.2), то они характеризуются положительным ростом, при этом стоит отметить достаточно высокий уровень обводненности. Месторождение перешло на третью стадии разработки.

Таблица 2.2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	У-3-7	Н-3-4	Н-1	Д-1-3	С-9	Ns	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	230	82	41	0	2	0	355
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	244	102	52	0	2	0	400
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	237	90	51	0	2	0	380
	из них фонтанные	2	22	1	0	0	0	25
	ЭЦН	235	68	50	0	2	0	355
	ШПН	0	0	0	0	0	0	0
	газифт.	0	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	4	1	0	0	0	0	5
	В основном после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	2	11	1	0	0	0	14
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	1	0	0	0	0	0	1
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	81	54	37	0	0	0	172
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	82	55	37	0	0	0	174
	В том числе:							
	Под закачкой	68	34	26	0	0	0	128
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В основном после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	1	0	0	0	0	1
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
Фонд газовых скважин	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	21	0	0	21
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В основном после бурения	0	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0
	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

Суммируя всё вышесказанное, можно сделать вывод, что разработка Ванкорского месторождения характеризуется значительными осложнениями. Несмотря на то, что в целом фактические темпы добычи превышают проектные, текущий потенциал месторождения практически исчерпан ввиду сверхпланового роста обводнения пласта У -3-7, сложного геологического строения его северной части, а также интенсивного снижения пластового

давления на нижнехетских пластах. Анализ динамики основных показателей показал, что любое его отклонение от проектной величины объясняется геологическими особенностями объектов разработки, а именно их строением и фильтрационно-емкостными свойствами, которые уточнялись в процессе получения эксплуатационных данных по месторождению, а также проведения гидродинамических исследований скважин.

3 Метод водогазового воздействия

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) – методы, направленные на увеличение извлечения углеводородов из залежи после завершения стадии добычи первичными методами.

Классификация МУН:

Физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);

- Тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

- Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

- Газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

В следующей части дипломной работы приводится описание данных методов и приводится краткий анализ их применимости для условия Ванкорского месторождения (за исключение водогазового воздействия, которое рассмотрено в части 3.2 данной главы).

3.1 Методы увеличения нефтеотдачи и их применимость в условиях Ванкорского нефтегазового месторождения

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV и нефтяная залежь Нх-I. Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;
- повышенная вязкость нефти залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (Нх-III-IV);
- применение закачки воды и газа для ППД.

Для условий залежей Ванкорского месторождения рассмотрена возможность применения следующих методов воздействия: физико-химических (закачка водных растворов ПАВ, полимера, щелочи); газовых (закачка углеводородного газа, диоксида углерода,); тепловых (закачка пара, горячей воды); микробиологических (активизация пластовой микрофлоры, мелассное заводнение) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении (гидродинамические методы не рассматриваются в дипломной работе, так как они уже внедряются на Ванкорском месторождении).

В Приложении А приведены геолого-физические характеристики Ванкорского месторождения и критерии применимости методов воздействия, по которым путем их сопоставления сделано заключение о применимости того или иного метода.

Физико-химические МУН

Физико-химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть [1, 2, 3].

Исследования, проведенные институтами БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть и СибНИИНП по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов, показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3 %, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35-45 до 7-7.8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1.1-2 раза. Повышению работающей толщины пласта на 10-42 %, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80 %, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод.

Однако удовлетворительных результатов на испытаниях не было достигнуто из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоконцентрированных растворов ПАВ.

Полимерное заводнение. На одном из первых мест по популярности среди физико-химических способов воздействия находится полимерное заводнение. Главным назначением полимеров в процессе увеличения нефтеотдачи пластов

является повышение охвата при заводнении и выравнивание неоднородности пластов.

Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокими вязкостью нефти и соотношением коэффициентов подвижности нефти и воды и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод [4, 5].

К модифицированным технологиям причисляется воздействие на обводнённые продуктивные пласты полимер-дисперсной системой (ПДС) на основе ПАВ суспензий глин. Их использование заключается во внутрипластовом образовании вязкоупругих дисперсных систем между водонефтенасыщенной породой и химическими реагентами. Это даёт возможность увеличить нефтеотдачу во время позднего этапа разработки, в то время, когда малоэффективными являются традиционные методы.

В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера. ПАА легко и сильно адсорбируется в присутствии глинистых минералов [6, 7].

Несмотря на это, полимерное заводнение на залежах Ванкорского месторождения рекомендуется провести в рамках ОПИ.

Вытеснение нефти щелочными растворами. Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых

эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой [8, 9, 10].

Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

Однако наряду с положительным действием щелочи на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора. Закачиваемая щелочь может реагировать с некоторыми силикатами, растворяя их. Этот процесс, хотя и протекает медленно, но его результаты труднопредсказуемы. Щелочной раствор легче всего реагирует с глинистыми и кремнистыми образованиями, имеющими высокоразвитую поверхность. Потери щелочи возрастают с ростом содержания глин. Значительное влияние на нефтевытеснение при нагнетании щелочных растворов оказывает содержание глин выше 15-20%. В этом случае существенно возрастают потери щелочи из-за роста количества щелочи, реагирующей с глиной. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH , NaCO_3) при смешении с жесткими пластовыми водами они могут образовывать осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$; $\text{Mg}(\text{OH})_2$; CaCO_3 ; MgCO_3 .

По жесткости пластовая вода Ванкорского месторождения относится к категории очень жестких. Учитывая высокие значения жесткости и глинистости для данной технологии, можно предположить, что при нагнетании щелочи в залежи Ванкорского месторождения будет происходить образование малорастворимых осадков, нарушение структуры щелочного раствора, что вызовет уменьшение проницаемости и пористости и снижение вытесняющей

способности раствора. Эти явления будут отрицательно сказываться на эффективности метода нагнетания водных растворов щелочи, поэтому применение этого метода нецелесообразно.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью [11, 12].

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности [13, 14, 15].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Наиболее приоритетными методами увеличения нефтеотдачи пластов, более всего подготовленными технически и технологически, являются тепловые, когда вводится тепло в продуктивный пласт.

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа [16].

Внутрипластовое горение. Один из самых сложных способов разработки не только с точки зрения физических процессов протекающих в пласте, но и с точки зрения мониторинга и управления. Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием нефти в пласте. Очаг горения, инициируемый различными глубинными нагревательными устройствами (электрическими, огневыми, химическими и т. п.), продвигается по пласту за счёт подачи в пласт воздуха [17].

Данный способ разработки включает в себя процессы массо- и теплопереноса, теплопередачи, химические реакции и фазовые превращения.

Низкая вязкость пластовой нефти, большие для данного метода глубины залегания залежей исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на Ванкорском месторождении.

Микробиологическое воздействие

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты [18]. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также

удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;

- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;

- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;

- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

Большие для данного метода глубины залегания залежей Ванкорского месторождения и высокие пластовые давления исключают целесообразность применения микробиологических методов воздействия на Ванкорском месторождении.

Газовые МУН

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта.

Вытеснения нефти двуокисью углерода CO₂. Закачка CO₂ в пласт начинается на стадии истощения пласта, чаще всего при остаточной нефтенасыщенности или истинных третичных условиях. Большинство процессов вытеснения нефти CO₂ проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа.с), хотя имеется ряд исключений. CO₂ может закачиваться непрерывно, неразбавленным, попеременно с водой в процессе попеременной закачки газа и воды или может закачиваться даже одновременно с водой через парные нагнетательные скважины. Таким способом вода закачивается с CO₂, уменьшая обычно неблагоприятное отношение подвижностей между CO₂ и нефтью. В результате нефть добывается за счет увеличения объема нефти вследствие обогащения ее газом и уменьшения ее вязкости [19].

При пластовом давлении выше давления полной смесимости пластовой нефти с CO_2 двуокись углерода будет вытеснять нефть как обычный растворитель (смешивающееся вытеснение). Тогда в пласте образуются три зоны – зона первоначальной пластовой нефти, переходная зона (от свойств первоначальной нефти до свойств закачиваемого агента) и зона чистого CO_2 . Если CO_2 нагнетается в заводненную залежь, то перед зоной CO_2 формируется вал нефти, вытесняющий пластовую воду. В лабораторных условиях при вытеснении некоторых моделей нефти двуокисью углерода из однородных пористых сред в нескольких случаях достигался коэффициент вытеснения 1. Однако в опытах с реальными нефтями коэффициент вытеснения не превышает 0,94 – 0,95%, что объясняется, видимо, выпадением в твердый осадок высокомолекулярных компонентов нефти.

При давлении в пласте меньше давления смесимости CO_2 частично растворяется в нефтяной фазе, улучшая ее фильтрационные характеристики, а легкие фракции нефти, наоборот, переходят в CO_2 . Происходит компонентное разделение нефти. Двуокись углерода, насыщенная легкими фракциями нефти, вытесняет нефть, частично насыщенную CO_2 . В зоне промытой CO_2 остаточная нефть приобретает свойства тяжелого нефтяного остатка. Лабораторными опытами установлено, что CO_2 в жидком виде лучше вытесняет нефть, чем в газообразном, при температуре, близкой к критической (31 °C), и давлении, близком к критическому (7 МПа).

При температуре в пласте выше критической CO_2 при любом давлении будет находиться в газообразном состоянии и вытеснять нефть со всеми недостатками, присущими агенту с малой вязкостью, т. е. при малом охвате неоднородных пластов процессом. Поэтому всегда желательно нагнетать в пласты двуокись углерода в жидком виде и выбирать объекты для ее применения с температурой, незначительно отличающейся от критической (25 – 40 °C).

Если CO_2 полностью (при первом контакте) смешивается с нефтью, процесс дает очень высокий предельный коэффициент вытеснения, т.к.

существование остаточных фаз при этом невозможно. Если CO_2 только частично смешивается с нефтью, общий состав в зоне смешивания CO_2 и нефти может изменяться, образуя или развивая смешиваемость на месте. Независимо от того, является ли вытеснение развиваемым или смешивающимся при первом контакте, CO_2 должен несмешивающимся образом вытеснять любую подвижную воду, присутствующую в пласте наряду с пластовыми жидкостями.

Главные проблемы при использовании метода CO_2 связаны с наличием источников получения CO_2 вблизи от расположения месторождения, с его транспортировкой, коррозионной активностью, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

Наряду с положительным действием CO_2 при закачке его в пласт инициируется выпадение в осадок асфальто-смолистых веществ из нефти. Это осаждение снижает проницаемость пород и осложняет извлечение нефти из пласта.

Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальто-смолистых веществ и отсутствия источников CO_2 применение данного метода не рекомендуется.

Нагнетание углеводородного газа. Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями. В настоящее время разработано и опробовано в промышленном масштабе несколько технологических способов воздействия на продуктивные пласты с применением закачки углеводородного газа [20, 21]. При закачке сухого газа часть относительно легких компонентов нефти переходит на переднем фронте вытеснения в газовую фазу, что способствует обогащению газа промежуточной фракцией углеводородов. В результате этого снижается поверхностное натяжение на границе контакта и возрастает коэффициент вытеснения. Кроме того, при давлении, превышающем давление насыщения, газ частично растворяется в нефти, что увеличивает ее объемный коэффициент (происходит разбухание нефти с повышением нефтенасыщенности) и уменьшает вязкость.

При вытеснении нефти обогащенным газом формируется переходная зона на переднем фронте вытеснения, где происходит осушка закачиваемого газа за счет перехода его промежуточных компонентов в нефть. В результате создаются условия для неограниченной смешиваемости нефти измененного (облегченного) состава с нагнетаемым газом и протекает процесс, близкий к поршневому вытеснению [22, 23].

Отмечая в пластах Як-III-VII повышенную вязкость нефти, содержание асфальто-смолистых веществ и невысокую пластовую температуру, можно предположить, что минимальное давление смешиваемости сухого углеводородного газа и нефти залежи Як-III-VII составит около 30 МПа. Значит, вытеснение нефти углеводородным газом в пластах Як-III-VII будет несмешивающееся, так как среднее давление на забое нагнетательных скважин будет меньше минимального давления смешиваемости. Такой процесс вытеснения будет характеризоваться значительно меньшей эффективностью, чем смешивающееся вытеснение. Учитывая несмешивающееся вытеснение нефти углеводородным газом и повышенную вязкость нефти, способствующую быстрым прорывам газа к забоям добывающих скважин, данный метод воздействия не рекомендуется применять в условиях залежи Як-III-VII.

Из Приложения А видно, что для геолого-физических характеристик залежей Нх-I и Нх-III-IV Ванкорского месторождения соответствует технология закачки углеводородного газа по всем критериям применимости. На Нх-III-IV нагнетание углеводородного газа реализуется с ноября 2013 года.

Надо заметить, что вытеснение нефти углеводородным газом в пластах нижнехетской свиты будет смешивающееся либо частично смешивающееся, так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой эффективностью.

3.2 Метод водогазового воздействия (ВГВ)

Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения или закачки газа. Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением. Главное условие оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт – обеспечить равномерное распределение нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, т.е. одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины. Это не всегда достижимо, поэтому эффективность может быть ниже указанной. Эффективность водогазового воздействия на пласт с увеличением неоднородности повышается. При этом содержание газа в закачиваемой смеси также должно уменьшаться. В сильно неоднородных пластах следует применять различные методы регулирования процесса: применение пен, полимеров, изолирование высокопроницаемых слоев [24, 25].

Поскольку Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, то рассматривается использование метода водогазового воздействия. Анализ мирового и отечественного опыта применения водогазовых методов для увеличения нефтеотдачи свидетельствует об их высокой эффективности.

Мировой опыт свидетельствует о высокой привлекательности водогазового воздействия. Уже к 2009 году этот метод был реализован на 37 объектах в США, 9 объектах в Канаде, 5 - в России, 5 - в Норвегии, по 1 - в Китае, Великобритании и Алжире.

Во всем мире наблюдается устойчивый рост промыслового применения водогазовых технологий]. К настоящему времени технологии водогазового

воздействия были применены более чем на 70 месторождениях мира, расположенных как на суше, так и на море. Лишь в единичных случаях промыслового применения ВГВ не удалось получить значительного прироста нефтеотдачи.

Повышенное внимание к реализации водогазового воздействия связано с большими масштабами освоения запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, в которых при традиционном заводнении значение проектного конечного коэффициента нефтеизвлечения обычно не превышает 0,3. Это связано с низким коэффициентом вытеснения нефти водой. Физически это объясняется тем, что на контакте взаимно нерастворяющихся нефти и воды действуют силы поверхностного натяжения и значительные градиенты капиллярного давления, которые в условиях микронеоднородного коллектора способствуют захоронению заметных "целиков" остаточной нефти.

Преимущество закачки газа - в высоком коэффициенте вытеснения нефти, недостаток - в низком коэффициенте охвата воздействием.

При водогазовом воздействии появляется возможность увеличить конечную нефтеотдачу за счет соединения преимуществ закачки различных агентов (газа и воды), т.е. за счет довольно высоких значений коэффициента вытеснения нефти нагнетаемой смесью и коэффициента охвата пласта вытеснением.

Благоприятными условиями для реализации водогазового воздействия являются:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- низкие фильтрационные свойства коллекторов;
- низкая вязкость нефтей;
- давление насыщения нефти газом, равное или близкое к начальному пластовому.

К идее водогазового воздействия на нефтяную залежь пришли не сразу, постепенно. Ученые и инженеры пытались имитировать уже освоенный процесс заводнения эксплуатационного объекта, но используя в качестве

вытесняющего агента не воду, а воздух или природный или попутный газ. География подобных попыток достаточно широка. Далее, приведем несколько конкретных примеров реализации воздействия на скопления нефти газом в различных вариантах [26, 27].

Введенцовская площадь.

На этом объекте впервые (1959 г.) попытались применить технологию водогазового воздействия (с совместной закачкой агентов), когда нагнетаемая водогазовая смесь рассматривалась не как средство для повышения вытеснения газом или водой, а в качестве самостоятельного агента. Как это и характерно для начального периода развития газовых методов, в качестве газовой составляющей здесь использовался воздух.

Предполагалось помимо сокращения прорывов вытесняющего агента по промытым зонам пласта увеличить коэффициент извлечения нефти. Роль механизма достижения поставленной цели отводилась содержащимся в воде крупным газовым пузырькам, которые в наиболее гидрофобных участках поверхности пористой среды смогут разрывать пленку нефти и вытеснять ее в водную среду.

Месторождение Хасси-Мессауд.

На гигантском месторождении Хасси-Мессауд (Алжир) в 60-х годах прошлого столетия осуществлен промысловый эксперимент по вытеснению нефти закачиваемым газом высокого давления. В результате установили, что это мероприятие практически ничего не меняет, и закачка воды остается лучше закачки газа. Следовательно, коэффициент вытеснения нефти газом почти всегда предельно высок, и не требуется очень высокое давление закачки газа (выше давления смесимости). Давления несколько выше давления насыщения нефти газом вполне достаточно, чтобы закачиваемый газ растворялся в нефти.

В последующем на разных частях месторождения осуществлены закачка газа, закачка воды, а затем на участках, где закачивали газ стали нагнетать воду, т.е. реализовали газовое заводнение.

Битковское месторождение.

Опытные работы по закачке водогазовой смеси начаты в 1972 г., опытно-промышленные работы - в 1977 г. До этого (в 1960-1962 гг.) реализовали опытную закачку, а в 1962-1969 гг. - перепуск газа из нижележащей газоконденсатной залежи. Расчеты показали, что за счет вытеснения нефти газом на этом объекте можно достичь значения коэффициента нефтеотдачи - 0,16.

Месторождение отличается низкими коллекторскими свойствами, сложностью геологического строения и высокой степенью неоднородности. Открытая пористость коллекторов колеблется от 0,045 до 0,250 (в среднем 0,100). Проницаемость на эксплуатационных участках в среднем 7-8 мД.

Основной объект залегает на глубине 1550 м, начальное пластовое давление 27 МПа, пластовая температура 55 °С. Плотность 867 кг/м³, газовый фактор - 130 м³/т, давление насыщения находится в диапазоне 18,5-22,1 МПа, на момент начала работ пластовое давление снизилось до 10 МПа.

По результатам промышленного эксперимента было принято решение о закачке водогазовой смеси с содержанием воды 25-30 %. Основой для такого решения послужили результаты лабораторных экспериментов, при которых конечная нефтеотдача достигала 0,27 в диапазоне содержания воды в смеси 25-75 %.

Реализация мероприятия позволила:

- снизить газовый фактор;
- снизить темп падения пластового давления с 0,2 до 0,1 МПа/год;
- стабилизировать среднесуточный дебит нефти;
- увеличить удельный отбор нефти и газа.

Однако резко возросла обводненность продукции ряда скважин. Итоговый технологический эффект от внедрения в промышленных масштабах технологии водогазовой репрессии составил 750 тыс. т нефти, причем величина 550 тыс. т нефти была достигнута в 1985 г.

Федоровское месторождение.

Это первый нефтегазовый объект Западной Сибири, где реализовано водогазовое воздействие. Основной продуктивный горизонт характеризуется геологической неоднородностью, при этом монолитные пласты сосредоточены в прикровельной части, а тонкослоистое чередование приурочено к подошве.

Глубина залегания - 2300 м, начальное пластовое давление - 23 МПа, давление насыщения нефти газом - 15,3 МПа. Проницаемость коллекторов - 200 мД, Средняя эффективная толщина выбранного пласта 16-20 м, остаточная водонасыщенность 34 %, пластовая температура - 67,5 °С, вязкость нефти - 1,11 сП.

Для создания водогазовой смеси использовался газ из газонефтяного пласта этого же месторождения с давлением на устье добывающей скважины - 16 МПа. Опытные промышленные работы были свернуты в 1977 г. Проведенные работы носили опытный характер с целью исследования процесса.

Месторождения Советское и Вахское.

Технология собственно водогазового воздействия была в весьма ограниченном объеме реализована в 1992-1993 гг. на этих объектах на севере Томской области. Основная часть Советского месторождения водоплавающая с водонефтяным контактом на глубине 1650 м, неоднородный пласт АВ1 проницаемостью 50 мД и песчаностью - 0,46 при совместном вскрытии нескольких пластов в разработке не участвовал. Расчеты показали, что реализация водогазового воздействия позволит увеличить нефтеотдачу в 2,15, а темп нефтеизвлечения - в 3,5 раза.

Водогазовая смесь приготавливалась непосредственно в нагнетательной скважине с помощью струйного насоса-компрессора. За 9 месяцев реализации мероприятия дополнительно добыто 4,0 тыс. т нефти, обводненность продукции скважин снизилась с 92 до 81 %.

На Вахском месторождении за 6 месяцев работы 2 нагнетательных и 9 добывающих скважин было добыто дополнительно 4,7 тыс. т.

Илишевское и Алексеевское месторождения.

В Башкирии на этом объекте с 1999 г. реализуется технология совместной закачки воды и попутного нефтяного газа - 10 % в пластовых условиях (по проекту 30 %). На месторождении наблюдается очень высокая неоднородность, а нефти относятся к категории вязких.

Всего обратно в пласт закачано более 3 млн. м попутного нефтяного газа. Соотношение воды и газа в нагнетаемой водогазовой смеси - 1:9. В результате эксперимента увеличились дебиты нефти, снизилась обводненность продукции, газовый фактор не увеличился, отмечено падение проницаемости призабойной зоны пласта для воды в 10,5 раз, что объясняется насыщением порового пространства газом. Добыча нефти на 30 % превысила проектный показатель. Коэффициент извлечения нефти оценивается сейчас на уровне 40 % против изначально определенных 25 %.

Технология, реализованная на Алексеевском месторождении подобно проекту на Илишевском месторождении, отличие только в более низком пластовом давлении и повышенной вязкости нефти. Об эффективности мероприятий судить сложно, т.к. содержание газа в закачиваемой смеси не превышает 3-4 %, и показатели процесса практически не отличаются от параметров для обычного заводнения.

Месторождение Сири.

Объект расположен на континентальном шельфе датского сектора Северного моря. Открыт в 1995 г. Добыча нефти начата в марте 1999 г., а закачка водогазовой смеси - в июне 1999 г. Месторождение разрабатывали пятью добывающими и двумя нагнетательными скважинами. Постоянная нефтедобыча составила 8000 м³/сут. "Коллектор характеризуется сравнительно слабо отдающей структурой и мощностью зоны нефтеносности до 25 м. Результат нагнетания газовой смеси превзошел ожидания. Было

достигнуто полное замещение выработанного пространства при постоянной производительности нефтедобычи".

3.3 Технологии водогазового воздействия

Водогазовое воздействие на пласт аккумулирует преимущества вытеснения нефти водой и газом и устраняет присущие им недостатки. При использовании ВГВ происходят, выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины, увеличение коэффициента извлечения нефти, а также наблюдается значительный прирост коэффициента охвата пласта. Последний увеличивается за счет как уменьшения разницы, между подвижностями вытесняемого и вытесняющего флюидов (коэффициент охвата воздействием по площади пласта), так и процессов отделения воды и газа в пласте (коэффициент охвата пласта воздействием по мощности).

Общепризнанная классификация технологий водогазового воздействия отражена на рисунке 3.1.

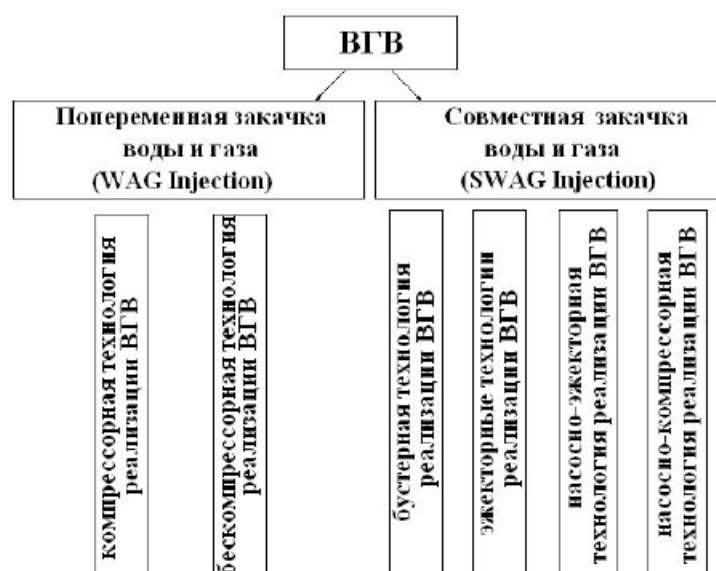


Рисунок 3.1 - Классификация технологий водогазового воздействия на пласт

Наиболее распространенное направление ВГВ – это попеременная закачка воды и газа в пласт, известная в индустрии как технология WAG (Water-Alternating-Gas Injection). Размер оторочек воды и газа может варьироваться от 1 до 40% от нефтенасыщенного объема пласта.

Попеременную закачку воды и газа представляют компрессорная и бескомпрессорная технология водогазового воздействия. При компрессорной технологии газ нагнетается в скважину с помощью компрессорной станции (от 2-3 до 10 компрессоров высокого давления) в течение некоторого времени (2-3 мес.), затем в скважину нагнетается вода посредством насосной станции. Это самый применяемый способ, но он имеет наибольшее количество недостатков и в первую очередь экономического плана. Стоимость одного компрессора высокого давления (самая простая компрессорная станция – это 2-3 компрессора) составляет 2-3 млн.\$ USD. Высокую стоимость имеет газопровод высокого давления (при закачке газа отсутствует гидростатический напор закачиваемого флюида в скважине) для закачки газа 35-40 МПа и выше.

Следует отметить повышенную опасность в эксплуатации газопровода высокого давления. Учитывая вышеизложенное, считается нецелесообразным использовать затраты высокие и отпугивают нефтяные компании от дальнейшего применения данной системы. Кроме того, компрессорная станция как сложная техническая система часто нуждается в ремонте отдельных элементов, прерывая этим постоянство цикла закачки газа. Компрессоры высокого давления имеют ограничения по составу перекачиваемого газа (содержание жидких фракций, а это при высоких давлениях СЗ и выше, не более 5 %) и позволяют перекачивать только сухой газ, что негативно влияет на нефтеотдачу пластов.

Известна также бескомпрессорная технология с использованием газа из газовых пластов. Ограничения в ее применении следующие: во-первых, не всем месторождениям сопутствуют высоконапорные газовые пласты, во вторых, часто давления на устье газовых скважин (8,0-12,0 МПа) недостаточно для закачки газа в нагнетательные скважины. Газ в таком случае, придется

“дожимать” с помощью каких-либо устройств. Нужно еще отметить, что часто при воздействии на пласт оторочкам воды и газа падает относительная проницаемость прискваженной зоны пласта по воде (более чем в 10 раз, к примеру, для Илишевского месторождения). Это происходит из-за чрезмерного насыщения пласта вблизи нагнетательной скважины газом.

Существует и другая модификация водогазового воздействия — совместная (одновременная) закачка воды и газа в пласт, известное как технология SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection). Как показал промысловый опыт (месторождения Rangely Weber, Kurparuk River, расположенные в США, месторождения Siri, Северное море, Joffre Viking в Канаде), совместная закачка воды и газа в виде водогазовой смеси (ВГС) предпочтительнее поочередной закачки агентов. На отдельных объектах месторождения Joffre Viking была использована как попеременная, так и совместная закачка воды и газа. На объекте, в который закачивалась водогазовая смесь, получена большая нефтеотдача по сравнению с объектом, на котором вода и газ закачивались в виде чередующихся оторочек. Кроме того, эксплуатация добывающих скважин на втором объекте была значительно осложнена резкими прорывами газа, при совместной закачке водогазовой смеси газ поступает на забой добывающей скважины более равномерно. В зависимости от давления закачки, компонентного состава газа и нефти процесс ВГВ может быть несмешивающимся, частично смешивающимся и смешивающимся.

При закачке углеводородного газа и воды в пласт под высоким давлением образуются гомологи и мелкодисперсные фазы углеводородов (Рисунок 3.2), при которых возникает возможность проникновения в поровые каналы с низкой проницаемостью, разрушение и вытеснение из этих каналов остаточной нефти. Таким образом, можно существенно увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН). Положительной особенностью всех технологий совместной закачки водогазовой смеси, нагнетающих воду и газ в виде водогазовой смеси, является

то, что проницаемость пласта рядом с нагнетательной скважиной не изменяется.

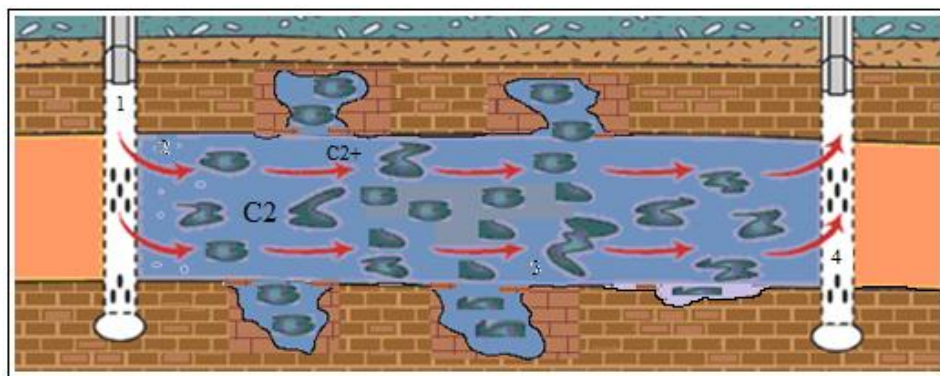


Рисунок 3.2 - Водогазовое воздействие на пласт

1 -нагнетательная скважина; 2- водогазовая смесь; 3 - нефтяной пласт;
4 -добывающая скважина

Совместная закачка воды и газа представлена технологиями с использованием различных бустерных плунжерных насосов и струйных аппаратов. Одной из перспективных технологий закачки водогазовых смесей является технология, использующая бустерные (дожимные) насосы плунжерного типа. Плунжерные бустерные установки нуждаются в большом давлении газа на приеме (давление порядка 10 МПа), так как степень сжатия насосом ВГС не больше 4. Следовательно, в отсутствие высоконапорных источников газа невозможно уйти от использования компрессора. Кроме того, в связи со сжимаемостью газа значительно уменьшается коэффициент заполнения рабочей камеры, следовательно, снижается производительность установки по ВГС. Для увеличения производительности установка должна иметь значительные размеры.

Известны эжекторные технологии совместной закачки воды и газа (с применением струйных аппаратов, расположенных на поверхности или над забоем скважины). Например струйные аппараты (эжекторные устройства) характеризуются простотой конструкции, низкими капитальными затратами на изготовление. К сожалению, создавая достаточно однородную водогазовую смесь, эжекторные технологии могут применяться лишь в ограниченном количестве случаев, так как струйный аппарат это не насос, а устройство,

снижающее рабочее давление рабочей жидкости. Так, в случае, когда струйный аппарат располагается на поверхности, создаваемое им давление водогазовой смеси не достаточно высокое для нагнетания водогазовой смеси. При расположении струйного аппарата в стволе (или на забое) скважины невозможно регулировать его работу. Для замены проточных частей струйного аппарата его приходится поднимать на поверхность.

В России достаточно большие перспективы имеет технология ВГВ с использованием насосно-эжекторных систем, позволяющая готовить на поверхности водогазовую смесь и закачивать ее в пласт, оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промысловых условиях месторождений. Принципиальная схема данной технологии представлена на рисунке 3.3.

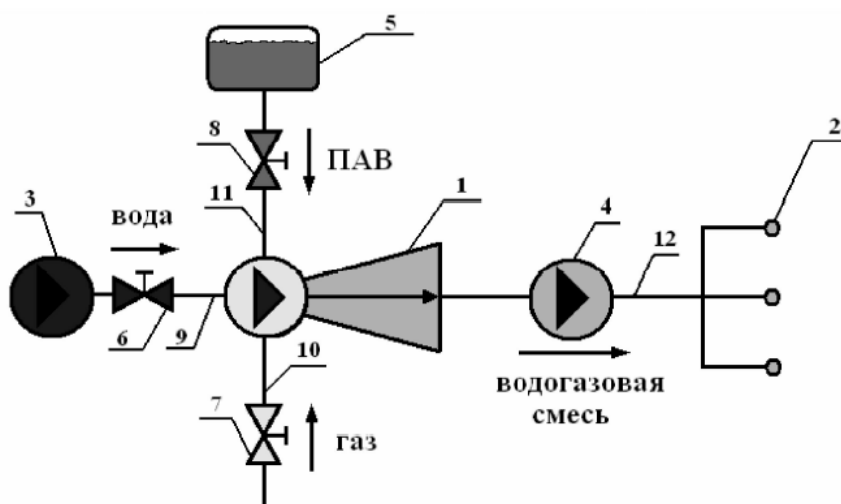


Рисунок 3.3 - Принципиальная схема реализации насосно-эжекторной технологии ВГВ

1-эжектор; 2 –нагнетательные скважины; 3 и 4 – насосы; 5 – емкость с ПАВ; 6,7, и 8 – регулируемые задвижки; 9 – линия нагнетания воды; 10 – газовая линия; 11- линия подачи ПАВ; 12 – линия закачки водогазовой смеси

Данная технология предполагает получение с помощью насосно-эжекторной системы мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС) на поверхности с последующей закачкой ее в пласт. Газ от низких давлений (например, давление в трехфазном сепараторе составляет всего лишь 0,4 МПа)

дожимается до давлений, необходимых для закачки смеси в пласт (до 15 -20 МПа). Таким образом, технология дает возможность избежать необходимости высокого давления газа на приеме. Использование в системе поверхностно-активных веществ позволяет не только снизить вредное влияние газа на работу дожимного насоса центробежного типа, но и повысить степень вытеснения нефти смесью. Кроме того, присутствие ПАВ в составе рабочего агента позволяет создать стабильную мелкодисперсную водогазовую смесь, способную транспортироваться с поверхности в пласт, не разделяясь на составляющие. Защита газового пузырька (оболочка из ПАВ) надежно разделяет газ и воду даже при очень высоких давлениях, снижая также вероятность образования газогидратов в стволе скважины и пласте. При других технологиях, без присутствия ПАВ проблема гидратообразования остается нерешенной. Центробежные насосы используются на большинстве месторождениях нашей страны, их межремонтный период достаточно высок, персонал умеет с ними обращаться. Эта технология может применяться как на отдельных скважинах, кустах скважин, так и целом месторождении.

Немаловажным замечанием является то, что при этой технологии нет ограничений по составу закачиваемого газа – можно закачивать углекислый газ, углеводородный сухой газ, обогащенный, жирный вплоть до ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов), что очень важно для увеличения нефтеотдачи.

Другим вариантом технологии ВГВ является насосно-компрессорная технология закачки ВГС. Ее сущность заключается в том, что давление газа, поступающего в приемную камеру эжектора, повышается за счет использования так называемого “струйного компрессора”, состоящего из струйного аппарата (эжектора), подпорного насоса, емкости высокого давления. Такой вариант насосно-эжекторной системы более функционален, дает возможность подобрать эжектор с меньшим значением коэффициента инжекции, который обладает более высоким безразмерным перепадом давления, и при постоянном рабочем давлении перед соплом эжектора

позволит получить более высокое давление ВГС на выходе из системы. Вариант реализации данной технологий показан на рисунке 3.4.

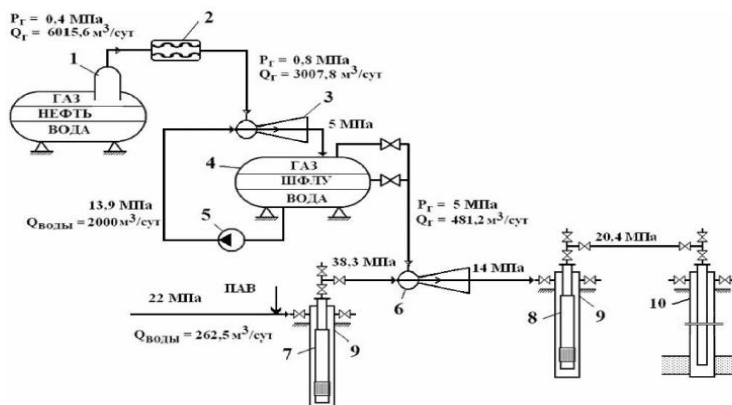


Рисунок 3.4 - Одна из схем реализации насосно-эжекторной технологии
водогазового воздействия на пласт:

1 – трехфазный сепаратор; 2 – винтовой компрессор; 3 – эжектор первой ступени; 4 – емкость высокого давления (5 МПа); 5 – подпорный насос первой ступени ВНН8 – 2000; 6 – эжектор второй ступени; 7- подпорный насос второй ступени ЭЦН7А – 340; 8 – дожимной насос ЭЦНП7 – 470; 9 – шуфр; 10 – нагнетательная скважина.

3.4 Оценка возможности применения водогазового воздействия на Ванкорском месторождении

Отделяемый попутный газ на Ванкорском месторождении подготавливается на УПГ (ЦПС) для использования на собственные нужды, для применения в качестве рабочего агента для закачки в систему ППД, в качестве топлива для газотурбинной электростанции (ГТЭС), а так же транспортируется для коммерческой сдачи в ЕСТГ ОАО «Газпром». Для собственных нужд (ГТЭС, ОБП, УПДТ) производится добыча газа с Долгановского горизонта, содержащего 95 – 98% метана. Показатели добычи ПНГ и ПГ на Ванкорском месторождении представлены на рисунке 3.5.

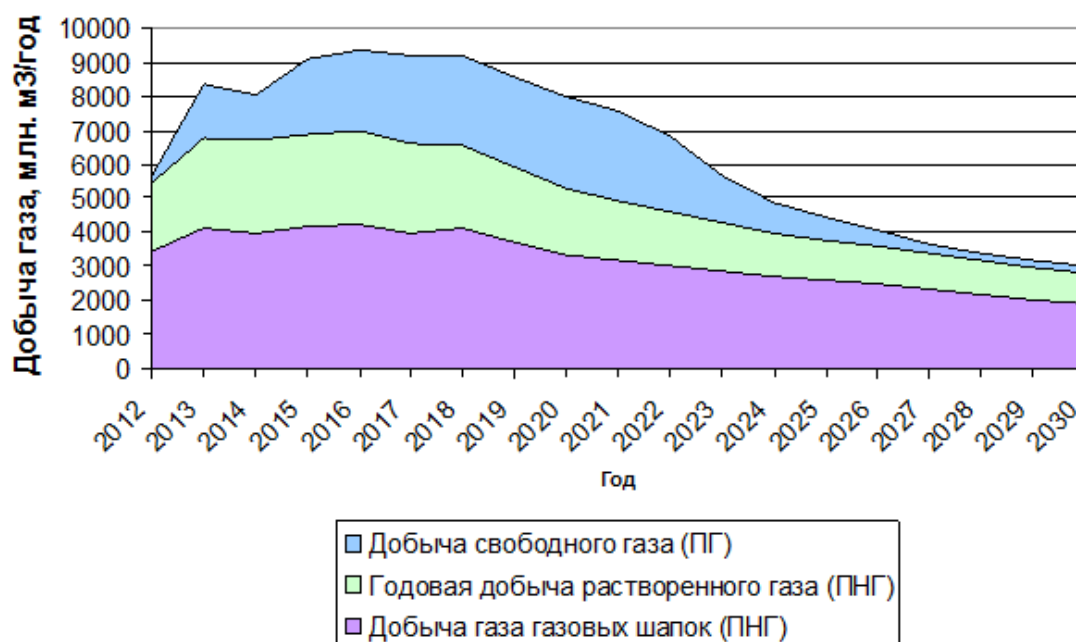


Рисунок 3.5 - Показатели добычи ПНГ и ПГ на Ванкорском месторождении

Газодобывающие скважины располагаются на 5 кустовых площадках. Добываемый газ транспортируется на ЦПС по системе газопроводов под собственным давлением от 2,0 до 9,5 МПа. Газ поступает на УПГ и осушку для подготовки до требований топливного газа для ГТЭС.

Основные направления использования газа на Ванкорском месторождении приведены на рисунке 3.6

Потребление на собственные нужды:

- закачка ПНГ в пласт для системы ППД;
- поставка газа сторонним потребителям

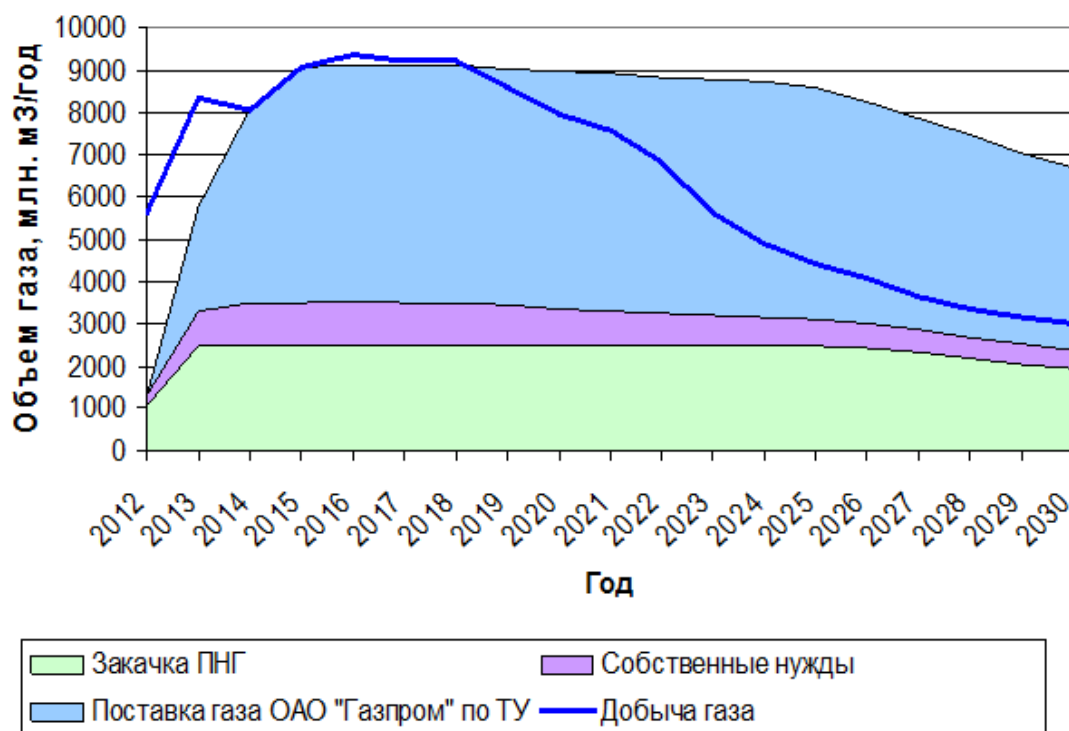


Рисунок 3.6 - Потребление газа на месторождении

Газ, предназначенный для закачки в пласт, подается в систему компримирования и затем по газопроводам высокого давления на устья газонагнетательных скважин, расположенных на кустах 1 и 2. Давление нагнетания газа для ППД по яковлевскому горизонту составляет 18,0 МПа, по нижнехетскому горизонту – 28,0 МПа. Максимальное давление на выкиде газокompрессорной станции принимается равным 28,5 МПа.

Для интенсификации извлечения нефти при разработке Ванкорского НГКМ, а также утилизации части добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ), проектом предусмотрена система поддержания пластового давления водой и ПНГ. В качестве рабочих агентов системы ППД предусмотрено использование пластовой воды и части ПНГ. Динамика закачки ПНГ для системы ППД представлена на рисунке 3.7

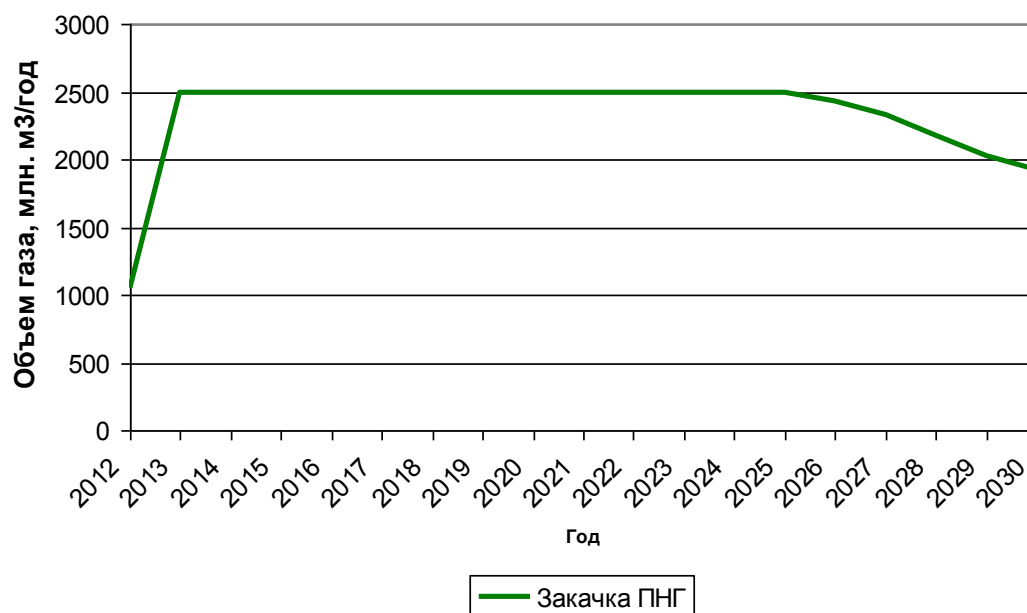


Рисунок 3.7 - Динамика закачки ПНГ для системы ППД

Согласно технологической схеме разработки Ванкорского НГКМ, ПНГ от УПСВ под собственным давлением поступает на ЦПС для его подготовки, компримирования и последующей закачки в пласт. Максимальный проектный объем закачки по 6 скважинам 6,8 млн. м³/сут (2,5 млрд.м³/год) .Нагнетание газа предусмотрено в газонагнетательные скважины кустов №№ 1, 2. Рабочее давление на устьях газонагнетательных скважин составляет 280 бар.

Таким образом на Ванкорском месторождении существуют технические возможности для реализации водогазового воздействия на пласт.

Из имеющихся технологий ВГВ для Ванкорского месторождения оптимальным является: насосно-эжекторная система. Водогазовое воздействие по насосно-эжекторной технологии может быть эффективно внедрено на залежах Нх-I и Нх-III-IV, так как в этих залежах вытеснение нефти углеводородным газом и водой будет частично смешивающееся либо смешивающееся. Применение водогазового воздействия на залежах Нх-I и Нх-III-IV на начальных стадиях разработки будет гораздо эффективнее использования ВГВ на заключительных стадиях. Необходимо отметить, что внедрение водогазового воздействия на таких пластах с «суперколлектором», как пласты Нх-III-IV, не позволит избежать применения различных

потокоотклоняющих технологий. С другой стороны, использование этих технологий позволит повысить эффективность ВГВ. Для обоснования применения водогазового воздействия на пласты Нх-I и Нх-III-IV по насосно-эжекторной технологии и выполнения технологических расчетов необходимы дополнительные лабораторные исследования по определению минимального давления смешиваемости нефти данных залежей и сухого газа, обогащенного газа; по определению оптимального объемного газосодержания водогазовой смеси; по вытеснению нефти водой, сухим и обогащенным газом, водогазовыми смесями в режимах смешивающегося и несмешивающегося вытеснения на керне пластов Нх-I и Нх-III-IV.

4 Безопасность и экологичность

Значение безопасности производства, сохранения окружающей среды и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций является важным фактором на любом производственном предприятии.

Технология добычи нефти и газа связана с эксплуатацией опасных производственных объектов, которые расположены в населенных районах, что накладывает на производственные предприятия особую ответственность по обеспечению безопасности людей и охране окружающей среды.

Осознавая ответственность за безопасность эксплуатируемых объектов, предприятия ставят в приоритет принципы соблюдения требований промышленной безопасности, с учетом которых должна быть организована производственная деятельность.

Очень важно рассматривать систему управления промышленной безопасностью в качестве необходимого элемента эффективного управления производством и принятия мер для исключения производственных рисков, воздействующих на жизнь и здоровье работников, оборудование и имущество.

Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и

общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора цеха добычи нефти и газа связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

Работы, связанные с обслуживанием оборудования могут оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека в процессе производственной деятельности. К опасным и вредным производственным факторам, которые могут воздействовать на работников лаборатории, относятся:

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;
- повышенная вибрация;
- повышенный шум;
- движущиеся машины и механизмы;
- вредные и опасные химические вещества;
- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- взрывопожароопасность производственного процесса;
- нервно-психические перегрузки;
- воздействие пониженных и повышенных температур.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [28].

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти.

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ выполняются на Ванкорском месторождении. Климат месторождения Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев –41°С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [28].

Работы на открытом воздухе регламентируют необходимость обеспечения работников средствами индивидуальной защиты и продолжительность работы и отдыха, которые представлены в таблице 4.1 [43].

Таблица 4.1 - Продолжительность работы и отдыха в холодное время года

Период года	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
	Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	17-19	40-60	0,2
Теплый	20-22	40-60	0,3

Отдых проводится в обогреваемом теплом помещении.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин, работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации, не требует присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [30].

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), поэтому в условиях сурового климата Восточной Сибири и Крайнего Севера с

низкими температурами (зимой до -57°C) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м^2 . Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2\text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 .

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1\text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 .

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Вместо устройства стационарного аварийного (эвакуационного) освещения допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратором, наушниками и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда,

предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [30, 35].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [36].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 4.3 [37].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества. Многие химические вещества, попадая в воздух рабочих помещений в процессе производственной деятельности, могут

оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма.

Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) компонентов рабочей зоны указаны в таблице 4.4 [37].

Таблица 4.4 – Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности
Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 8	150/50	4
Диэтилбензол	около 2	30/10	3
Болксополимер окиси пропилена и окиси этилена	около 0,05	Не установлено	Не классифицируется

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин [38].

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или

помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [39].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [40].

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II [41].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [42], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

Таблица 4.5 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в цехе добычи нефти и газа (ЦДНГ) Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;

- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6 [29].

Таблица 4.6 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
5	Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
6	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ванкорского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго и теплоснабжения;

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В соответствии с поставленной целью дипломной работы, выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, приведены примеры подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для залежей Ванкорского месторождения по критериям применимости и эффективности соответствует водогазовое воздействие. Рассмотрены и подтверждены технические условия реализации данного проекта на Ванкорском месторождении.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГКЗ	- Государственная комиссия по запасам
НГР	- нефтегазоносный район
НГКМ	- нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ	- начальные извлекаемые запасы
НГЗ	- начальные геологические запасы
ФЕС	- фильтрационно-емкостные свойства
ГШ	– газовая шапка
ППД	– поддержание пластового давления
ГНК	– газо-нефтяной контакт
СК	– суперколлектор
МУН	– методы увеличения нефтеотдачи
КИН	– коэффициент извлечения нефти
ТГВ	– термогазовый метод
ШФЛУ	- широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ	- поверхностно-активные вещества
ПДС	- полимерно-дисперсная система
ВУС	- воздействие вязкоупругими составами
ПНДС	- полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС	- призабойная зона скважины
ГРП	– гидроразрыв пласта
ГНКТ	- гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА	- полиакриламид
ВГВ	– водогазовый метод
ПНВРА	- пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП	– опорная база промысла
ЦПС	– центральный пункт сбора
ОБУВ	- ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ	– санитарно-защитная зона

ГСМ – горюче-смазочные материалы

ПДВ - предельно допустимый выброс

ПДК - предельно допустимая концентрация

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. - Москва: Наука, 2000. 414 с.
2. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
3. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти / Д.В. Булыгин, В.Я. Булыгин. – Москва: Недра, 1996. 382 с.: ил.
4. Джафаров И.С., Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р. и др. Самотлорское месторождение: современные подходы к решению задач разработки / И.С. Джафаров, В.Н. Пьянков, В.Р.Сыртланов и др. - Нефтяное хозяйство. 2002. №6. с. 27-30.
5. Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем / В.Р. Михайлов Н.Н.. Москва: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. 186 с.
6. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А.И. Акульшин. – Москва: Недра, 1988. 240 с.: ил.
7. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. Москва: Недра. 1990. 427 с.
8. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2010. - № 2.
9. Обоснование выбора технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности объектов разработки на Ванкорском месторождении: отчет о НИР/ ООО «РН-УфаниПИНефть». Уфа, 2010.
10. Газизов А.А., Газизов А.Ш., Кабиров М.М., Ханнанов Р.Г. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.А. Газизов, А.Ш.

Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. 304 с.

11. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь. Под ред. И.Т.Мищенко. - М.; ГАНГ, 1995. – 190 с.

12. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 47-50.

13. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А. и др. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 72-75.

14. Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И. Ограничение притока воды в скважинах / Н.А. Петров, А.В. Коренько, Ф.Н. Янгиров, А.И. Есипенко. СПб.: ООО «Недра», 2005. 130 с.

15. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений / А.Х. Шахвердиев. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 452 с.

16. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.

17. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. Москва: Недра, 1985, 308 с.

18. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

19. Применение углекислого газа в добыче нефти/В. Балиит, А. Бан, Ш. Долешал и др. Москва, Недра, 1977.

20. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Учебное пособие / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: Издательство ТПУ, 2006.–166 с.

21. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Д. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. 2001. Т.6. №1. с. 44-68.
22. Сонич В.П., Мишарин В.А., Черемисин Н.А. и др. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - с. 36-39.
23. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие / С.Ф. Мулявин. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.-170-178 с.
24. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич В.А., Бочаров Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. В 2 т.: Т.2 / А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, В.А. Белевич, Л.С. Бочаров и др.. Москва: ВНИИОЭНГ, 1996. 350 с.
25. Поваров И.А., Ковалев А.Г., Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа // Нефтяное хозяйство. 1973. №12 с. 25-28.
26. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова. Москва: Газоил пресс, 2006. 200 с.
27. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. - № 12. с. 36-40.
28. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
29. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.
30. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30). – Введен 01.09.1998. – Москва: НПО ОБТ, 1998. – 94 с.

31. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введен 01.01.2004. - Москва: ФГУП ЦПП, 2004. – 95 с.
32. СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва: Минрегион России, 2010. – 30 с.
33. СНиП 23-03-2003 Защита от шума. – Введен 01.01.2004. - Москва: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004. – 32 с.
34. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен 01.01.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 9 с.
35. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. – Введен 30.06.2003. – Москва: МинздравРоссии, 2003. - 57 с.
36. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств. – Введен 20.12.2003. – Москва: МинздравРоссии, 2003. – 9 с.
37. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введен 15.06.2003. – Москва: МинздравРоссии, 2003. – 173 с.
38. Приказ № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". – Введен 12.09.2013. – Москва: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013. – 131 с.
39. Приказ № 204 Об утверждении глав Правил устройства электроустановок. – Введен 01.01.2003. – Москва: Министерство энергетики РФ, 2003. – 118 с.
40. Федеральный закон N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. – Введен 01.05.2009. – Москва: Государственная Дума, 2008. – 74 с.
41. Федеральный закон N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. – Введен 01.05.2009. – Москва: Государственная Дума, 2008. – 74 с.

42. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.

43. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – Введен 01.11.2006. – Москва: ГУ «Научно-исследовательский институт медицины труда» РАМН, 2006. – 14 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 3.1 - Выбор метода воздействия по критериям применимости для залежей Ванкорского месторождения

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров Ванкорского месторождения			Критерии применимости									
				Гидродинамические методы	Физико-химические методы			Газовые методы			Тепловые методы	Микробиологические методы	
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Заводнение	Нагнетание ПАВ	Нагнетание полимера	Нагнетание щелочи	Нагнетание CO ₂ (смеш.)	Нагнетание углеводородного газа (смеш)	Водогазовое воздействие	Нагнетание горячей воды	Активизация пластовой микрофлоры	Микробное (мелассное) заводнение
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	пор., трещ.	поровый	тр.-пор., пор.
Глубина залегания, м	1671	2550	2750	нп	нп	нп	нп	900-6000	2000-6000	нп	30-2000	30-2000	0-1500
Угол падения, град.	0-3	0-3	0-3	0-5	0-5	0-5	0-5	0-90	0-90	0-90	0-5	нп	0-10
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1	нп	нп	нп	нп	8-55	25-55	нп	1-40	1-20	0-15
Начальная пластовая температура, °С	30	59	65	20-100	10-70	10-90	<150	20-200	20-200	20-100	0-50	20-80	20-60
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,3	6,9	17,8	3-100	7-15	нп	нп	6-30	6-25/нп	6-25/нп	10-25	>1	3-100

Проницаемость, мкм ²	0,42	0,024	0,128	0,1-5	0,1-2	0,1-2	>0,1	0,001-3	0,001-3	0,004-0,8	0,1-3	0,1-5	0,1-5
Коэффициент пористости, д.ед.	0,27	0,2	0,2	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,1-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,1-0,35	0,1-0,3	0,25-0,4	0,1-0,4
Глинистость, %	15	21,3	17,4	0-5	0-10	0-10	0-10	нп	нп	0-25	0-25	нп	нп
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,61	0,47	0,54	0,7-1	0,7-1	0,5-1	0,6-1	0,25-1	0,4-1	0,4 -1	0,7-1	0,7-1	0,5-1
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	850	693	688	650-1000	800-950	820-950	нп	650-880	650-880	650-950	850-1000	650-880	650-900
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	8,7	0,6	0,5	0,1-25	0,1-60	10-100	0,1-40	0,01-15	0,4-20	0,1-100	15-100	0,1-20	0,1-60
Массовое содержание													
АСВ, %	8,96	4,38	5,74	нп	0-40	нп	нп	0-15	нп	нп	0-40	0-40	0-40
парафинов, %	0,9	4,2	3,8	0-5,5	0-2	нп	нп	0-30	нп	нп	0-30	0-30	0-30
Общая минерализация воды, г/л	13,5	12	10	нп	0-25	0-20	0-50	нп	нп	нп	нп	0-20	0-100
Жесткость пластовой воды, г/л	5,5	1,5	1,7	нп	0-5	0-5	0-0,025	нп	нп	нп	нп	0-5	нп
Заключение о применимости метода				метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим	метод применим	метод применим	метод не применим	метод не применим	метод не применим